



TUGAS AKHIR - MO141326

ANALISIS TEGANGAN PIPA SAAT *PULLING* PADA INSTALASI *PIPELINE* DENGAN METODE *PUSH PULL* : PROJECT PT.DWISATU MUSTIKA BUMI (DMB)

MUHAMMAD FATHUROZI

NRP. 4312 100 049

Dosen Pembimbing :

Ir. Imam Rochani, M.Sc.

Ir. Handayanu, M.Sc, Ph.D.

JURUSAN TEKNIK KELAUTAN

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya 2016



FINAL PROJECT - MO141326

STRESS ANALYSIS OF PULLED PIPE ON PIPELINE INSTALLATION USING PUSH PULL METHOD : PROJECT PT.DWISATU MUSTIKA BUMI (DMB)

MUHAMMAD FATHUROZI

REG. 4312 100 049

Supervisors :

Ir. Imam Rochani, M.Sc.

Ir. Handayanu, M.Sc, Ph.D.

OCEAN ENGINEERING DEPARTMENT

Faculty of Marine Technology

Sepuluh Nopember Institute of Technology

Surabaya 2016

**ANALISIS TEGANGAN PIPA SAAT *PULLING* PADA INSTALASI *PIPELINE* DENGAN METODE *PUSH PULL*
: *PROJECT* PT. DWISATU MUSTIKA BUMI (DMB)**

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat

Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Pada

Progam Studi S-1 Jurusan Teknik Kelautan

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

MUHAMMAD FATHUROZI

NRP. 4312100049

Disetujui Oleh:

1. Ir.Imam Rochani, M.Sc.

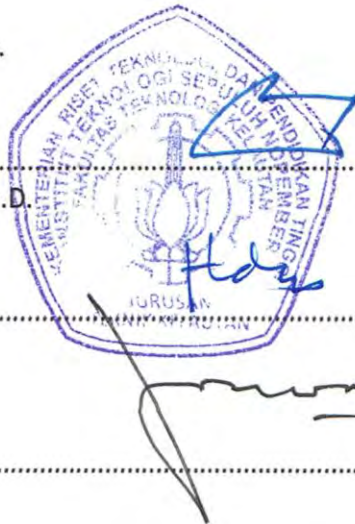
(Pembimbing 1)

2. Ir.Handayanu,M.Sc, Ph.D.

(Pembimbing 2)

3. Ir.J.J Soedjono , M.Sc.

(Penguji)



Surabaya, Agustus 2016

Analisis Tegangan Pipa saat *Pulling* pada Instalasi *Pipeline* dengan Metode *Push Pull* : Project PT.Dwisatu Mustika Bumi (DMB)

Nama Mahasiswa : **Muhammad Fathurozi**
NRP : **4312100049**
Jurusan : **Teknik Kelautan – FTK ITS**
Dosen Pembimbing : **Ir.Imam Rochani,M.Sc.**
Ir.Handayanu,M.Sc,Ph.D.

ABSTRAK

Pipeline adalah salah satu metode yang efisien untuk pemindahan minyak dan gas baik dari darat, daerah dekat pantai maupun dari laut dibandingkan dengan menggunakan metode curah (misal : truk ,tangker) untuk jangka waktu yang lama. Dalam Instalasi Pipeline, masalah tegangan pada saat instalasi harus memperoleh perhatian lebih agar dapat diketahui apakah pipa tersebut dalam kondisi aman atau tidak. Tugas akhir ini membahas tentang analisis tegangan pipa pada saat *pulling* pada metode *push pull*. Gaya-gaya yang bekerja pada pipa dihitung seperti gaya berat, gaya apung, gaya tarik dan gaya hidrodinamika. Selain itu juga dilakukan perhitungan pelampung (*Floater*) yang dibutuhkan selama instalasi. Data yang digunakan dalam instalasi ini adalah pipa dengan material API 5L Grade X52 PSL2CS berdiameter 20 inchi. Panjang pipa keseluruhan dalam instalasi metode *push pull* adalah 1150 m. Data lingkungan yang digunakan adalah data lingkungan tanjung bara, sangatta, Kutai Timur, Kalimantan Timur dengan tinggi gelombang signifikan sebesar 0,9 m dan periode gelombang 5 s. Untuk kecepatan arus adalah 0,25 m/s. Dari perhitungan yang telah dilakukan pada tugas akhir ini, Didapatkan besar gaya berat pipa adalah sebesar 4562,813 N/m, Gaya Apung sebesar 2966,084 N/m. kebutuhan pelampung untuk instalasi mencapai 11 buah per *joint* pipa dengan jarak antar pelampung 0,188 m. Besar *pulling force* yang dibutuhkan untuk menarik 1150 meter pipa bawah laut adalah sebesar 17,74 Ton dan Besar tegangan gabungan maksimum yang terjadi pada pipa saat instalasi adalah sebesar 281,026 MPa.

Kata Kunci: *Pipeline, Floater, , Pulling Force, Stress, Push Pull*

Stress Analysis of Pulled Pipe on Pipeline Installation using Push Pull Method : Project PT.Dwisatu Mustika Bumi (DMB)

Nama Mahasiswa : **Muhammad Fathurozi**
NRP : **4312100049**
Jurusan : **Teknik Kelautan – FTK ITS**
Dosen Pembimbing : **Ir.Imam Rochani,M.Sc.**
Ir.Handayanu,M.Sc,Ph.D.

ABSTRACT

Pipeline is one of efficient methods to transfer oil and gas from onshore, shore and offshore if it is compared to the use of 'Curah' method (such as; truck, tanker) which has a longer time duration. In pipeline installation, stress of pipeline is a major focus to know whether the pipeline is in a safe condition or not. Thus, this thesis discusses a stress analysis of pipeline on push pull method. The forces which apply to the pipeline are weight force, the buoyancy, pulling force, and hydrodynamic force. Other than that, calculation buoys (Floater) which is needed during the installation process is also calculated. Data which are used in this installation is a pipe with API 5L Grade X52 PSL2CS and the diameter is 20 inches. An overall pipeline length is 1150 m. An environment data which is used is in Tanjung Bara, Sangatta, Kutai Timur, Kalimantan Timur and the significant wave height is 0.9 m with wave period is 5s. Meanwhile the current velocity is 0.25 m/s. Based on the calculation which has done in this thesis, the result shows that the weight of pipeline is 4562,813 N/m, and its buoyancy is 2966,084 N/m. Meanwhile the floater which is needed is 11 per joint in which the distance between the buoys is 0,188 m. Furthermore, the pulling force which is needed for push pull 1150 meters pipeline is 17,74 ton and the stress pipe of this installation is 281,026 MPa.

Key Words: Floater, Pipeline, Pulling Force, Stress, Push Pull

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN.....	iii
ABSTRAK.....	iv
ABSTRACT.....	v
KATA PENGANTAR.....	vi
UCAPAN TERIMA KASIH.....	vii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR TABEL.....	xii
DAFTAR GAMBAR.....	xiii
DAFTAR	
NOTASI.....	xiv
DAFTAR LAMPIRAN.....	xviii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1.Latar Belakang.....	1
1.2.Perumusan Masalah	3
1.3.Tujuan.....	3
1.4.Manfaat.....	3
1.5.Batasan Masalah.....	4
1.6.Metode Penulisan.....	4
1.7.Sistematika Pembahasan.....	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI.....	6
2.1.Tinjauan Pustaka.....	6
2.2.Dasar Teori.....	7
2.2.1 Metode Instalasi Pipa Bawah Laut	7
2.2.2.Beban-Beban pada sistem Perpipaan.....	13
2.2.2.1.Beban Sustain (<i>Sustain Load</i>).....	14
2.2.2.2.Beban Occasional (<i>Occasional Load</i>).....	14
2.2.2.3.Beban Expansi termal (<i>Expansion Load</i>).....	14

2.2.3. Gaya-gaya yang bekerja pada pipa.....	15
2.2.3.1. Berat Pipa dan Gaya Apung.....	15
2.2.4. Beban Gelombang.....	17
2.2.4.1. Perhitungan properti gelombang.....	17
2.2.4.2. Penentuan Teori gelombang.....	18
2.2.5. Beban Arus.....	21
2.2.5.1. Kecepatan Efektif Partikel Air.....	21
2.2.6 Koefisien Hidrodinamis.....	22
2.2.7. Gaya Hidrodinamika.....	23
2.2.7.1. Gaya Drag (<i>Drag Force</i>).....	23
2.2.7.2. Gaya Inersia (<i>Inersia Force</i>).....	24
2.2.7.3. Gaya Angkat (<i>Lift Force</i>).....	24
2.2.8. Konfigurasi Pelampung (<i>Floater</i>).....	25
2.2.9. Perhitungan Spesifik <i>Pulling Force</i>	25
2.2.9.1. Perhitungan Gaya Tarik.....	26
2.2.9.2. Gaya Drag berdasarkan Frontal Area Pipa.....	27
2.2.9.3. Gaya Drag berdasarkan Frontal Area <i>Floater</i>	28
2.2.9.4. Perhitungan <i>Pulling Force</i> Total.....	28
2.2.10. Tegangan (<i>Stress</i>).....	29
2.2.10.1. Tegangan Longitudinal (<i>Longitudinal Stress</i>).....	29
2.2.11. Perhitungan Moda Kegagalan pada Pipa.....	31
2.2.11.1. Desain untuk <i>Internal Pressure</i>	31
2.2.11.2. Desain untuk <i>Collapse</i>	31
2.2.11.3. Desain kombinasi untuk Tekanan dan <i>Bending Moment</i>	32
2.2.11.4. Desain untuk Perambatan <i>Buckle</i>	32
2.2.12. Balok Dua Bahan.....	32

BAB III METODOLOGI PENELITIAN..... 34

3.1. Diagram Alir Metode Penelitian.....	34
3.2. Prosedur Penelitian.....	36

BAB IV ANALISA DAN PEMBAHASAN.....	38
4.1.Pengumpulan Data.....	38
4.1.1.Data Pipa dan Materialnya.....	38
4.1.2.Data External Anti-Corrosion Coating.....	39
4.1.3.Offshore Concrete Weight Coating	40
4.1.4.Data Anode Cathodic Protection.....	40
4.1.5. Data Floater.....	41
4.1.6.Environmental Parameter.....	42
4.2.Pembebanan Pipa.....	42
4.2.1. Perhitungan Beban Anode.....	43
4.2.2.Pembebanan Lingkungan Pipa dan Floater.....	45
4.3..Kebutuhan Pelampung (<i>Floater</i>).....	46
4.3.1 Perhitungan Jumlah <i>Floater</i> Yang dibutuhkan.....	46
4.3.2 Perhitungan draught calculation.....	49
4.4.3.Penyusunan Buoyancy Arrangement.....	50
4.6.Gaya Tarik (<i>Pulling Force</i>).....	51
4.7.Transformasi Material.....	54
4.8.Simulasi Proses Push Pull.....	56
4.9.Tegangan Pipa.....	57
 BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....	 61
5.1.Kesimpulan.....	61
5.2.Saran.....	62
 DAFTAR PUSTAKA.....	 63

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Rekomended Hydrodynamics Coefficient (Mouselli,1981).....	23
Tabel 4.1.Data Propertis Pipa.....	39
Tabel 4.2 Data Propertis Corrosion Coating.....	40
Tabel 4.3 Data Propertis Concrete Coating.....	40
Tabel 4.4 Data Propertis Anode.....	41
Tabel 4.5 Data Propertis Floater.....	41
Tabel 4.6 Data Lingkungan.....	42
Tabel 4.7 Hasil Perhitungan Pembebanan Pada Pipa.....	42
Tabel 4.9 Hasil Perhitungan Kebutuhan Anode.....	43
Tabel 4.10. Hasil perhitungan pembebanan lingkungan pada pipa.....	45
Tabel 4.11. Hasil perhitungan pembebanan lingkungan pada floater.....	45
Tabel 4.12 Hasil Perhitungan konfigurasi floater.....	49
Tabel 4.13 Hasil Perhitungan Draught Calculation.....	49
Tabel 4.14 Hasil Perhitungan Defleksi Pipeline.....	52
Tabel 4.15 Hasil Perhitungan Pulling Force.....	53
Tabel 4.16 Hasil Perhitungan transformasi material.....	54

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1.Metode Instalasi Pipa Bawah Laut dengan Metode Push Pull.....	2
Gambar 1.2.Peta Tanjung Bara, Sangatta,Kalimantan Timur.....	3
Gambar 2.1 sketsa Instalasi Pipeline dengan metode S-lay.....	7
Gambar 2.2 Instalasi Pipeline dengan metode J-lay.....	9
Gambar 2.3 Metode shore pull dengan winch di lay barge.....	12
Gambar 2. 4 Metode shore pull dengan winch di darat.....	13
Gambar 2.5 proses instalasi metode push pull.....	13
Gambar 2.6. Grafik Region of Validity (Mousseli, 1981).....	19
Gambar 2.7. Gaya drag pada struktur berbentuk silinder.....	24
Gambar 2.8. Gaya geser dan gaya tarik.....	26
Gambar 2.9 Axial Stress.....	30
Gambar 2.10 Tegangan Tekuk.....	31
Gambar 2.11. Diagram Tegangan dan Regangan pada Penampang Dua Bahan.....	33
Gambar 2.12. (a) Padanan dalam bahan 1, (b) Padanan dalam bahan 2.....	33
Gambar 3.1. <i>flowchart</i> metodologi penelitian.....	35
Gambar 4.1 Konfigurasi Pelampung dalam 1 pipe joint tampak samping.....	50
Gambar 4.2 Konfigurasi Pelampung dalam 1 pipe joint tampak depan.....	50
Gambar 4.3 Layout lokasi instalasi pipeline dengan metode push pull.....	51
Gambar 4.4 Grafik defleksi pipeline dan batas dinding trenching.....	52
Gambar 4.5 Lapisan bahan yang terkandung dalam pipeline.....	54
Gambar 4.6 tampak atas sketsa instalasi pipeline metode push pull.....	56
Gambar 4.7 Free Body Diagram isometrik proses push pull untuk panjang pipeline <150m.....	57
Gambar 4.8 Free Body Diagram isometrik proses push pull untuk panjang pipeline > 150m.....	57
Gambar 4.9 Free Body Diagram tampak atas proses push pull untuk panjang pipeline < 150m.....	58
Gambar 4.10 Free Body Diagram tampak atas proses push pull untuk panjang pipeline > 150m.....	58

Gambar 4.11 Free Body Diagram tampak samping untuk panjang pipeline	
< 150m.....	59
Gambar 4.12 Free Body Diagram tampak samping untuk panjang pipeline	
> 150m.....	59
Gambar 4.13.Grafik Distribusi Tegangan pada saat instalasi Pipeline.....	60

DAFTAR NOTASI

A_c	= Total metal surface (m^2)
B_j	=Buoyancy Requirement (N/m)
B_{fa}	= <i>Buoyancy</i> Force of Floater (N)
C_d	=Coefficient drag
C_L	=Coefficient lift
C_m	= Coefficient inertia
d	=kedalaman perairan (m)
D_{corr}	= Diameter Corrosion Coating (m)
D_{conc}	= Diameter concrete Coating (m)
D_{tot}	=Diameter luar pipa termasuk concrete Coating (m)
OD	=Diameter luar pipa baja (m)
OD_f	=Diameter luar floater (m)
ID	=Diameter dalam pipa baja (m)
ID_f	= Diameter dalam floater (m)
du/dt	=percepatan aliran (m/s^2)
ε	=Utilization Factor
E	=Modulus Young dari elastisitas besi (Mpa)
f_{cm}	= mean coating breakdown factor
F	=total gaya yang bekerja pada pipa (N/m)
F_{bp}	=Gaya Apung Pipa (N/m)
F_d	=gaya Drag per unit length (N/m)
F_i	=gaya Inersia per unit length (N/m)
F_L	=gaya angkat per unit length (N/m)
F_r	=gaya gesek (N/m)

g	=percepatan gravitasi ($9,81 \text{ m/s}^2$)
H	=tinggi gelombang (m)
I_{st}	=Momen Inersia Pipa (m^4)
I_{cm}	= mean current demand (A)
i_{cm}	= Design Current Density (A/m^2)
k	=angka gelombang, $k = \frac{2\pi}{L}$
L	=Panjang gelombang dengan perkiraan kedalaman perairan (m)
L_{sa}	=Panjang Pipa yang dianalisa (m)
L_j	=Panjang antar joint dalam satu pipa (m)
M_a	= Mass of anode required (kg)
N	=gaya normal (total gaya arah vertikal struktur)(N/m)
N_f	=Jumlah floater yang dibutuhkan (pcs)
n_f	=Jumlah joint pipa pada area persiapan
N_{fp}	=Jumlah floater per joint (pcs)
P_i	=tekanan internal (Psi)
P_e	=Tekanan hidrostatik eksternal (Psi)
Re	=Reynold Number
s	=Koordinat gelombang di atas sea bed, $s = d+y$ (m)
SMYS	=specified minimum yield stress (Mpa)
t	=Minimum tebal pipa ($t_{nom}-t_{corr}$)(mm)
T	=Periode Gelombang(s)
t	=waktu (s)
t_{conc}	=Tebal selimut beton (m)
t_{cr}	=Tebal lapisan anti karat (m)
t_{st}	=Tebal pipa baja (m)

t_f	= Lifetime Protection Required (years)
u	=Current Capacity (Ah/kg)
U	=kecepatan partikel air akibat gelombang (m/s)
U_D	=kecepatan partikel air akibat arus (m/s)
U_e	=kecepatan efektif partikel air (m/s)
U_r	=kecepatan arus, (m/s)
μ	=koefisien friksi
ν	=viskositas kinematis air (m^2/s)
V_p	=Volume Pipa Tercelup
y	=koordinat gelombang di atas SWL, $y = \frac{H}{2}$
W_{st}	=Berat pipa baja (N/m)
W_{cr}	=Berat Lapisan anti korosi di udara (N/m)
W_{conc}	=Berat Selimut beton (N/m)
W_f	=Berat floater di Udara (N/m)
W_g	=berat keseluruhan pipa dan floater (N)
W_p	=Berat total pipa per satu unit(N/m)
W_{sub}	=Berat terendam Pipa (N/m)
W_u	=Berat keseluruhan pipa di udara (N/m)
z	=ketebalan layer (m)
z_o	=parameter kekasaran sea bed
Z_r	=ketinggian di atas sea bed (m)
Θ	=sudut fasa (derajat)
θ_{curr}	=sudut datang arus (derajat)
ω	=frekuensi gelombang (rad/s)
Re	=Reynold Number

ρ = densitas fluida (kg/m^3)

ρ_{st} =Densitas baja (kg/m^3)

ρ_{corr} =Densitas lapisan anti korosi di udara (kg/m^3)

ρ_{conc} =Densitas selimut beton (kg/m^3)

ρ_{sw} =Densitas air laut (kg/m^3)

ρ_{cont} =Densitas fluida isi pipa (kg/m^3)

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN A PERHITUNGAN BEBAN.....	A1
LAMPIRAN B PERHITUNGAN BUOYANCY.....	B1
LAMPIRAN C PERHITUNGAN DEFLEKSI MAKSIMUM SELAMA PROSES INSTALASI METODE PUSH PULL.....	C1
LAMPIRAN D PERHITUNGAN PULLING FORCE.....	D1
LAMPIRAN E PERHITUNGAN TRANSFORMASI MATERIAL.....	E1
LAMPIRAN F PERHITUNGAN TEGANGAN PIPA.....	F1

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Energi telah menjadi kebutuhan mendasar bagi manusia. Berbagai sektor industri dalam menjalankan aktifitasnya tidak bisa lepas dari kebutuhan akan energi termasuk minyak dan gas. Sehingga diantara banyak sumber energi yang ada, minyak dan gas menjadi salah satu sumber energi yang paling banyak digunakan manusia saat ini.

Pada bangunan anjungan lepas pantai (*offshore facilities*) memerlukan suatu sistem *pipeline* sebagai media penyaluran minyak dan gas bumi ke anjungan di darat (*onshore facilities*) seperti tanki minyak. Sistem *Pipeline* inilah merupakan salah satu cara utama yang paling cepat, aman, ekonomis, dan dapat diandalkan dalam pendistribusian, minyak dan gas dari *offshore*.

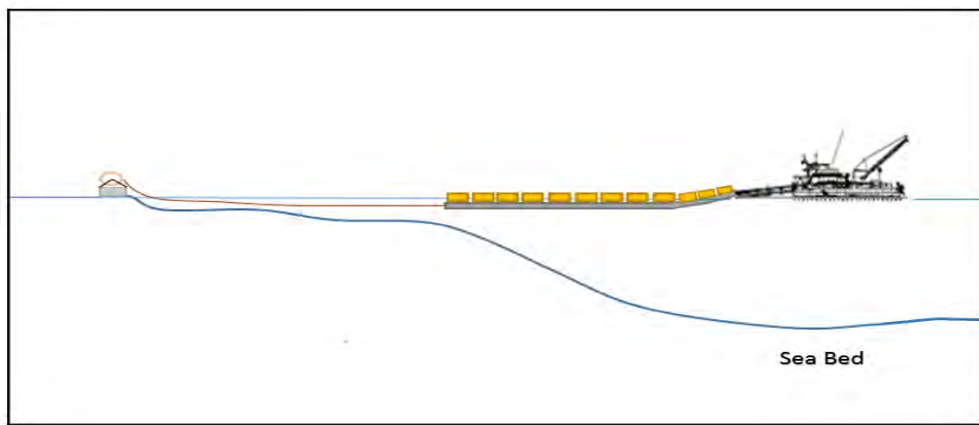
Sistem *pipeline* untuk *offshore facilities* berbeda dengan yang *onshore facilities*. Pada sistem *offshore pipeline facilities*, Jalur *pipeline* berada di lingkungan laut mempunyai kondisi lingkungan yang sangat berbeda dengan lingkungan di darat (*onshore*). Sebelum *pipeline* tersebut beroperasi tentunya akan melewati proses yang disebut instalasi. Instalasi pipa bawah laut juga memerlukan perhatian lebih. Karena pada saat penggelaran pipa sedang berlangsung, peluang terjadinya tegangan pada pipa yang melebihi batas toleransi sangatlah besar yang berpengaruh terhadap umur *pipeline* itu sendiri nantinya.

Instalasi *offshore pipeline* umumnya menggunakan metode *S-Lay*, *J-Lay*, *Towing* dan *Reeling*. Namun selain ke empat metode tersebut terdapat metode khusus dalam instalasi *pipeline* yang disebut dengan metode *Push Pull*. Di mana dalam metode *Push pull* tersebut, pipa disambung di atas *laybarge* kemudian ditarik menuju darat (*onshore*) dengan menggunakan *winch*. Pemilihan metode instalasi yang digunakan bergantung pada kondisi lingkungan dan perilaku sistem instalasi pipa yang mendapatkan berbagai gaya yang bekerja selama instalasi yang dapat mengakibatkan kegagalan (Rizal, 2015). Salah satu hal yang harus mendapat

perhatian lebih adalah tegangan yang terjadi pada *pipeline* selama proses instalasi akibat gaya-gaya yang terjadi.

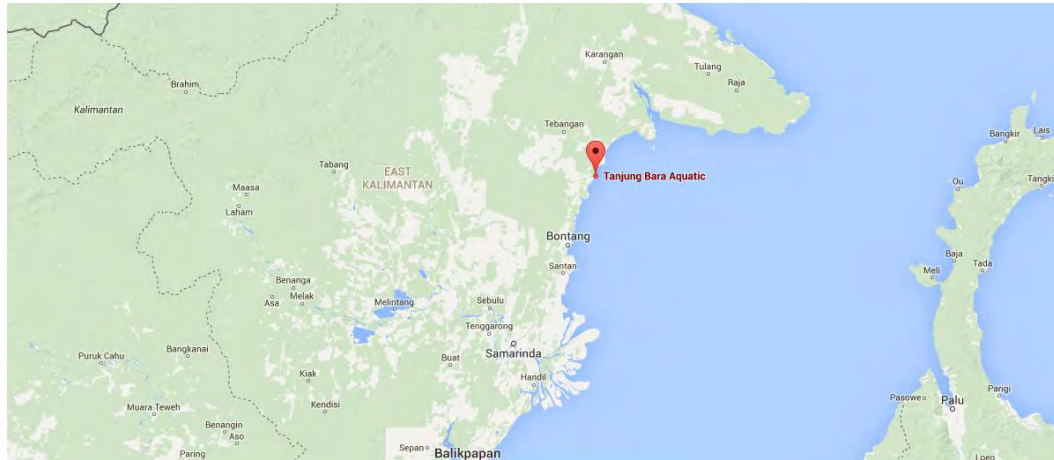
Menurut Stewart dan Frazer (1966) , dalam proses instalasi pipa, *pipeline* mendapat beban hidrodinamis secara langsung mengenai pipa, yaitu berupa gaya drag dan *inersia force* dan beban secara tidak langsung yaitu meliputi gelombang dan arus yang mempengaruhi gerakan peralatan terkait. Beban-bekan tersebut turut menjadi faktor penyebab terjadinya peningkatan tegangan yang terjadi pada *pipeline*. Sehingga diperlukan analisis untuk mengestimasi besar tegangan yang terjadi agar bisa diidentifikasi untuk memastikan bahwa *pipeline* nantinya terinstal dalam kondisi aman dan sesuai dengan rencana.

Metode Instalasi *Pipeline* dengan metode *Push Pull* dtunjukkan seperti dalam gambar 1 sebagai berikut :



Gambar 1.1. Metode Instalasi pipeline dengan metode Push Pull

Data yang digunakan dalam tugas akhir ini adalah milik PT.Dwisatu Mustika Bumi (DMB). Dalam Pemasangan pipa bawah laut ini menggunakan metode *push pull*. Dalam metode ini, penyambungan *pipeline* dilakukan di atas *pipe lay Barge (PLB)*. Setelah diberikan pelampung (*floaters*) pada pipa tersebut maka akan ditarik menuju darat dengan *winch* yang sudah terpasang di darat. Panjang dari keseluruhan *pipeline* adalah 1150 m (1000 m area *onshore* dan 150 m area *offshore*). Untuk mendukung proses instalasi ini maka dibuat *trench* sepanjang 1000 m pada area *onshore*. Setelah keseluruhan proses *instalasi push pull* ini selesai maka nantinya *pipeline* akan dikubur (*Burried Pipeline*).



Gambar 1.2.Peta Tanjung Bara, Sangatta,Kalimantan Timur
(sumber : maps.google.com)

1.2 Perumusan Masalah

- 1.Berapakah besar beban-beban yang diterima pipa pada saat instalasi pipa bawah laut dengan metode *push pull*?
- 2.Bagaimana menyusun *bouyancy arrangement* yang ideal dalam instalasi?
- 3.Bagaimana kondisi tegangan yang terjadi pada pipa untuk pembebanan yang ada selama proses instalasi?

1.3. Tujuan

- 1.Menganalisis beban-beban yang diterima pipa pada saat instalasi pipa bawah laut dengan metode *push pull*.
- 2.menentukan *bouyancy arrangement* yang ideal dalam instalasi.
- 3.Menganalisis tegangan yang terjadi pada pipa untuk pembebanan yang ada selama proses instalasi.

1.4. Manfaat

Dari hasil Analisa tersebut diharapkan dapat bermanfaat sebagai bahan kajian dan suatu acuan dalam instalasi pipa bawah laut dengan metode *push pull* ,serta mengetahui tegangan yang terjadi pada pipa.

1.5. Batasan Masalah

1. Proses *pulling* dilakukan setiap 1 joint atau ditarik setiap 12,2 m sampai mencapai 1150 m
2. Kondisi lingkungan yang dipertimbangkan adalah gelombang dan arus.
3. Arah datang gelombang 90 derajat
4. Kecepatan tarikan *Winch* 500 m/h.
5. Daerah instalasi bebas alur pelayaran
6. kapal dalam keadaan diam.

1.6 Metode Penulisan

Dalam tugas akhir ini metode penulisan yang digunakan adalah :

1. Melakukan pengumpulan dan studi terhadap beberapa sumber yang terkait dengan tema baik itu dari tugas akhir, buku, maupun jurnal ilmiah.
2. Observasi secara langsung ketika penulis melaksanakan kerja praktek di *project* PT.Dwisatu Mustika Bumi (DMB)

1.7 Sistematika Pembahasan

Dalam tugas akhir ini terdiri dari 5 bab. Berikut adalah sistematika pembahasan dalam penyusunan kelima bab tersebut:

Bab I Pendahuluan

Bab ini terdiri dari latar belakang, perumusan masalah, tujuan, manfaat, batasan masalah, metode penulisan, dan sistematika pembahasan

Bab II Tinjauan Pustaka dan Dasar Teori

Bab ini menjelaskan tinjauan pustaka yang menjadi acuan dalam tugas akhir ini, dasar teori, rumus-rumus dan aturan yang digunakan dalam tugas akhir ini.

Bab III Metodologi Penelitian

Dalam Bab ini menjelaskan mengenai metodologi penelitian yang digunakan dalam tugas akhir ini yang berisikan diagram alir proses pengerjaan tugas akhir ini.

Bab IV Analisa dan Pembahasan

Dalam bab ini dilakukan analisa dan pembahasan berdasarkan data-data yang ada untuk mencapai tujuan dari penelitian tugas akhir ini.

Bab V Kesimpulan dan Saran

Bab ini berisikan kesimpulan dan saran dari permasalahan yang dibahas dalam tugas akhir ini.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1 Tinjauan Pustaka

Sistem pendistribusian minyak dan gas bawah laut dengan menggunakan pipa penyalur (*pipeline*) mempunyai peranan penting dalam industri energi. Penggunaan pipa bawah laut menjadi salah satu cara yang efektif dan efisien dibandingkan dengan menggunakan metode curah (contoh truk, tangker) untuk jangka waktu yang lama. Namun tingkat keamanan pipa tersebut juga perlu diperhatikan. Karena *pipeline* merupakan sebuah struktur yang memanfaatkan tekanan dalam pendistribusian minyak dan gas. Sehingga sistem ini membutuhkan tingkat keamanan yang sangat tinggi dibandingkan dengan sistem pendistribusian lainnya. Untuk memastikan tingkat keamanan tersebut maka diperlukan proses instalasi pipa yang layak dan sesuai dengan standard dan code yang tepat agar pipa benar-benar aman untuk beroperasi.

Dalam proses instalasi pipa lepas pantai ada beberapa hal penting yang perlu dipertimbangkan, antara lain beban lingkungan, karakteristik pipa dan metode yang digunakan dalam instalasi pipa. Salah satu metode yang digunakan untuk proses instalasi pipa adalah "*Pulling Method*". Dalam hal ini, semua pengerjaan pengelasan dan penyambungan dilakukan di atas barge, setelah itu pipa diluncurkan ke dalam laut dan kemudian ditarik dengan menggunakan *winch* dengan kecepatan tertentu. Selama penarikan pipa dipengaruhi oleh gelombang dan arus laut. Gelombang juga menyebabkan gaya dinamis pada pelampung yang dikaitkan dengan pipa.

Metode untuk menganalisa pergerakan pipa diperkenalkan oleh Verner pada tahun 1984, namun hingga saat ini tidak ada metode analisa yang pasti terhadap pergerakan pipa selama instalasi. Hal ini dikarenakan perlunya analisa yang sangat kompleks akibat interaksi antara pipa dengan motion barge dan juga pelampung

yang digunakan. Sekitar tahun 2003 metode ini pernah dilakukan untuk instalasi *pipeline* di kepulauan Toronto dengan panjang bentangan pipa sekitar 150 meter untuk jenis pipa *High Density Polyethylene* yang membentang dari danau Ohario hingga kepulauan Toronto. Analisa dilakukan dengan menggunakan *software Z Pipeline* untuk menghitung tegangan global yang terjadi pada pipa.

Penelitian mengenai metode instalasi *pipeline* dengan metode *push pull* pernah dilakukan oleh Ibrando (2010) yang berfokus hanya pada pencarian *Pulling Force* yang dibutuhkan tanpa melakukan perhitungan *buoyancy arrangement* dan tegangan yang terjadi dalam metode ini.

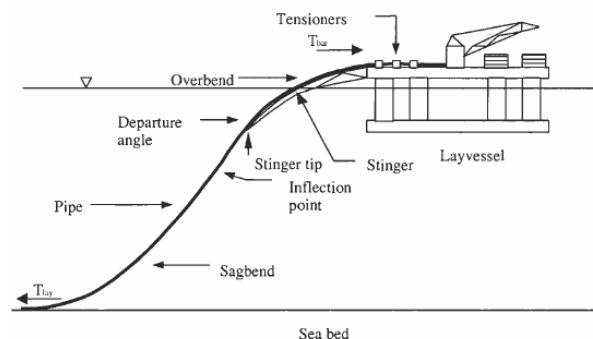
2.2 Dasar Teori

2.2.1 Metode Instalasi Pipa Bawah Laut

Terdapat 4 metode instalasi pipa bawah laut, yaitu :

2.2.1.1 Metode *S-Lay*

Metode yang paling sering digunakan dalam proses instalasi pipa untuk daerah perairan dangkal adalah metode *S-lay*. Dalam metode *S-lay*, yang sketsa gambarnya dapat dilihat pada Gambar 2.1, proses pengelasan pipa dilakukan bagian *roller* pada barge, sedangkan keberadaan *stinger* digunakan untuk membentuk *overbend* dan ketika pipa telah menyentuh dasar perairan maka akan membentuk *sagbend*. *Overbend* dan *sagbend* pada proses ini akan membentuk seperti huruf “S” sehingga disebut metode *S-lay*. meter.



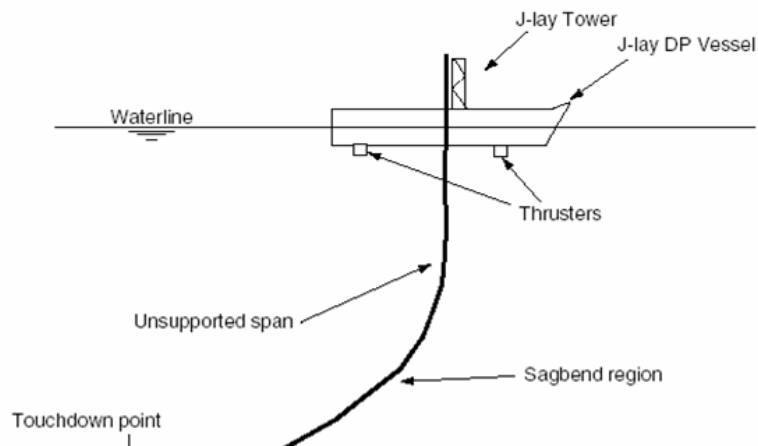
Gambar 2.1 sketsa Instalasi *Pipeline* dengan metode *S-lay*

Dalam metode *S-lay tensioner* yang berada pada *barge* akan menarik pipa yang akan dipasang ke arah dalam dan memastikan bahwa tegangan dari semua pipa tidak melebihi tegangan izin. Dalam *barge* dilengkapi dengan alat pengatur tegangan pipa (*tension machines*), *abandonment and recovery winch*, dan *crane* untuk mengangkat pipa. Dalam proses instalasi setelah pipa ditempatkan pada *roller* yang kemudian akan disambungkan dengan pipa melalui proses las dalam sebuah tempat (*welding station*), dalam *welding station* pipa akan mengalami pengelasan, kemudian dilakukan proses pengecekan kekuatan las dengan *non destructed test* (NDT), setelah pipa lolos NDT maka kemudian akan dilakukan pelapisan pada sambungan / *field joint coating*.

2.2.1.2 Metode J-Lay

Dalam metode ini, kapal menggunakan sebuah menara sentral, biasanya dikonversi dari kapal pengeboran, untuk melakukan pengelasan pada posisi vertikal dan peluncuran pipa dari menara. Pipa dilepaskan dengan cara yang membentuk kelengkungan *sagbending*, menghindari *overbending*, seperti yang ditunjukkan gambar dibawah. Kesulitan terbesar dalam metode ini adalah untuk melakukan pengelasan vertikal, pengelasan dilakukan hanya oleh satu section jadi lebih lambat dari *S-lay* dan untuk mempercepat proses, teknik pengelasan yang lebih canggih seperti *friction welding*, *electron beam welding* atau *laser welding* digunakan. Pipa yang akan dipasang mempunyai sudut yang mendekati vertikal sehingga tidak

butuh *tensioner*. Teknik ini sangat cocok untuk instalasi di laut dalam. Beda dengan *S-lay*, *J-lay* tidak membutuhkan *stinger*. Kecepatan pasang sekitar 1-1.5 km per hari. Ukuran pipa maksimum yang bisa diinstal adalah 32" OD (Saipem S-7000). Meskipun membawa keuntungan dibandingkan dengan metode *S-lay* untuk perairan dalam. *J-Lay* memiliki tingkat produksi yang relatif rendah karena terbatasnya jumlah work station. Metode *J-Lay* sangat cocok untuk perairan dalam antara 500 feet sampai 1000 feet dan tidak cocok untuk perairan dangkal.



Gambar 2.2 Instalasi *Pipeline* dengan metode *J-lay*

2.2.1.3. Metode *Reel Lay*

Dalam metode ini umumnya pipa yang dinstall adalah pipa berukuran diameter kecil atau pipa yang fleksibel. Pada instalasi ini dibutuhkan vessel yang memiliki *pipe reel* dengan ukuran besar karena pipa tersebut digulung dalam reel ini. Jika pipa ini dinstall secara horizontal maka akan berbentuk *S-Lay* namun jika dinstall secara vertikal maka akan berbentuk *J-Lay*. Namun metode ini terbatas untuk pipa dengan ukuran diameter kecil. Semua pipa dilas di darat dan digulung sampai ukurannya komplit atau sudah mencapai maksimum kapasitas *reel*-nya. Tidak semua *coating* bisa dipakai seperti *concrete* dan beberapa *coating* yang kaku. Tebalnya pipa ditentukan oleh kebutuhan minimum untuk menghindari ovalisation

dan diameter reel atau carousel. Pipa juga menjadi sangat sensitif terhadap perubahan properti. Bisa diaplikasikan sampai kedalaman 3300 feet.

2.2.1.4. Metode Instalasi *Towing*

Proses instalasi dari metode *towing* ini adalah proses pengerjaan pipa, yaitu pengelasan dan penyambungan dilakukan di darat. Setelah itu, pipa diletakkan di tempat luncur (*skidway*). Sebelum diluncurkan pipa dipasang pelampung (*floaters*) agar dapat mengapung diatas laut. Selain itu, pipa juga dipasang *pull head* dan

dikaitkan di *tow vessel* yang memberikan tarikan menuju laut. Ketika pipa telah berada pada lokasi yang telah direncanakan, modul pengapung dilepas atau diisi dengan air, sehingga pipa akan mencapai dasar laut. Metode ini dikenal paling ekonomis karena tidak memerlukan banyak peralatan.

2.2.1.4.1 *Bottom Tow*

Seperti namanya, pada metode ini pipa yang telah dirakit didarat akan di tarik ke laut sampai dengan lokasi yang ditentukan tanpa menggunakan pelampung. Panjang pipa pada setiap segmen ditentukan sesuai dengan kapasitas dari *barge* penarik yang digunakan. Kapasitas *barge* penarik harus lebih besar dengan berat pipa di air (W_s) ditambah dengan gesekan yang dialami pipa dengan tanah. Oleh karena itu besarnya koefisien gesek tanah sepanjang jalur pipa harus diketahui. Dalam perencanaannya, survey rute penarikan pipa menjadi hal yang sangat mendasar untuk dilakukan. Rute yang ditentukan sangat berpengaruh terhadap disain selimut pipa (*coating*) untuk perhitungan kriteria abrasi, stabilitas selama penarikan (*towing*), ukuran

kapal penarik dan panjang optimum segmen pipa. Survey rute dan survey tempat instalasi menyakut detail insvestigasi terhadap kondisi tanah, arus dasar perairan, kontur dasar perairan, dan indentifikasi terhadap halangan sepanjang jalur penarikan. Untuk pipa yang di bangun di daerah perairan dangkal maka pembuatan

parit/trench perlu dilakukan sesuai dengan peraturan yang berlaku dan untuk kepentingan stabilitas pipa itu sendiri.

2.2.1.4. 2 *Off-Bottom Tow*

Off bottom tow adalah metode instalasi yang diadaptasi dari metode *mid-depth tow*. Dalam pelaksanaanya metode ini juga menggunakan dua buah kapal sama seperti pada metode *mid-depth tow*. Yang membedakan dari metode ini adalah digunakanya rantai yang menggantung pada setiap pelampung, rantai ini berfungsi

sebagai penyeimbang agar rangkaian pipa berada pada kedalaman yang telah ditentukan dan dapat menahan pipa tetap stabil ketika ada arus lateral selama proses penarikan.

2.2.1.4.3 *Surface tow* dan *Mid-depth tow*

Surface tow menggunakan ponton untuk menopang pipa agar berada di permukaan atau dekat permukaan air. Sedangkan *mid depth tow* menggunakan peralatan untuk mengapungkan pipa di bawah permukaan air untuk menghindari dari beban gaya gelombang yang besar selama proses penarikan.

2.2.1.5. Metode *Shore Pull*

Biasanya, untuk instalasi pipa dekat dengan pantai dan arahnya tegak lurus pantai digunakan teknik dengan menarik pipa dari pantai. Pipa dilas disebuah *lay barge* dimana pada ujung pipa pertama yang menuju darat dipasang *pull head*, sebuah struktur tambahan pada pipa dengan bentuk seperti *pad-eye* besar yang digunakan untuk mengaitkan tali penarik dari darat.

Satu atau beberapa kabel penarik dipasangkan pada *pull head* dan disambungkan ke *winch* yang berada di darat. Pipa yang ditarik kemudian diluncurkan ke air melalui jalur pipa yang telah ditentukan. Selama proses penarikan, hal yang penting untuk diperhatikan adalah gesekan antara pipa dan dengan tanah yang menentukan penentuan kapasitas dari *winch* yang akan digunakan. Akan tetapi, untuk mengatasi adanya gesekan tersebut dapat digunakan pelampung yang diikatkan pada pipa, fungsi dari pelampung ini adalah untuk mengapungkan pipa agar tidak bergesekan dengan tanah sehingga dapat ditarik dengan *winch* dengan kapasitas yang lebih kecil. Pelampung ini diikatkan kesetiap segmen pipa dengan jumlah tertentu sesuai disain yang direncanakan, pelampungpelampung ini akan dilepas ketika pipa sudah semua terpasang sehingga pipa tenggelam kedalam air sesuai jalur pipa yang ditentukan.

Dalam pelaksanaannya pipa disambungkan di barge yang kemudian setelah diberi pelampung kemudian diturunkan, sementara *winch* menarik pipa dari darat. Hal ini dilakukan sampai pipa terpasang semua, biasanya sampai dengan pipa sampai ke darat

atau ujung *trench* yang dibuat masuk ke arah darat.

Berdasarkan kapasitas dari winch penarik yang digunakan, ada dua variasi dari metode

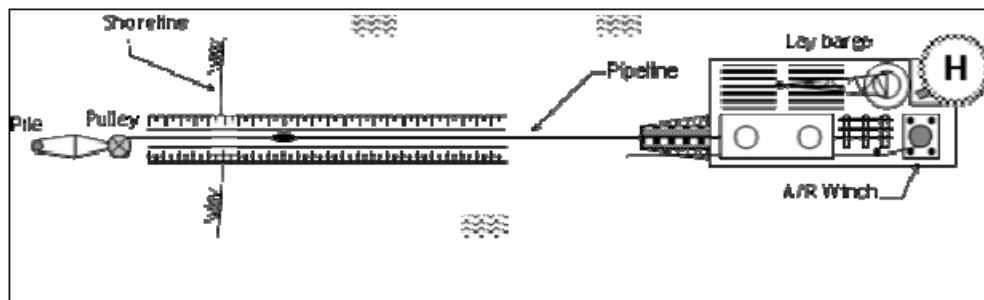
shore pull, yaitu:

2.2.1.5.1 *Winch* yang diletakan pada *lay barge*

Jika total berat di air pipa yang dianalisis masih pada kapasitas dari kapasitas *winch* yang

terdapat pada *lay barge* maka tidak diperlukan *winch* dengan kapasitas yang lebih besar

di darat. Penarikan pipa dilakukan dengan *winch* yang ada pada *lay barge*, seperti yang terlihat pada Gambar 2.3



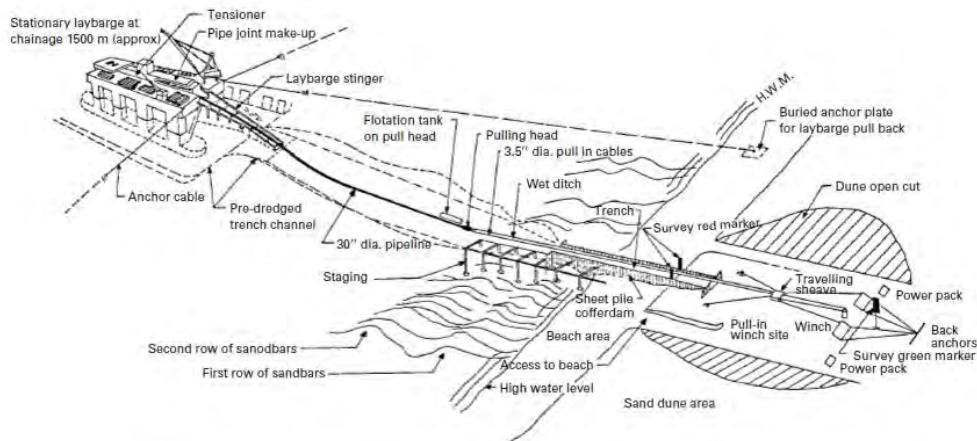
Gambar 2.3 Metode shore pull dengan winch di *lay barge*.

2.2.1.5.2 *Winch* yang diletakan didarat

Pada keadaan dimana kapasitas *winch* yang dimiliki oleh *lay barge* tidak memenuhi

kapasitas yang dibutuhkan untuk menarik pipa walaupun sudah ditambahkan alat

pelampung pada pipa maka digunakan *winch* yang diletakan didarat dengan kapasitas yang lebih besar dan memenuhi kapasitas yang dibutuhkan, seperti yang terlihat pada Gambar 2.4 dan gambar 2.5



Gambar 2. 4 Metode *shore pull* dengan *winch* di darat.



Gambar 2.5 proses instalasi metode *push pull*

2.2.2. Beban-Beban pada Sistem Perpipaan

Sistem perpipaan dalam operasinya menerima beban yang sangat banyak dan kompleks. Beban-beban pada sistem perpipaan dapat diklasifikasikan secara sederhana sebagai berikut

2.2.2.1. Beban Sustain (*Sustain Load*)

Beban *sustain* merupakan beban yang dialami oleh instalasi sistem pipa secara terus-menerus. Beban ini merupakan kombinasi beban yang diakibatkan oleh tekanan internal dan beban berat. Beban berat yang dialami oleh sistem perpipaan dapat digolongkan menjadi dua jenis:

- *Live load*

meliputi beban fluida yang mengalir melalui system perpipaan atau fluida lain yang digunakan untuk pengujian system perpipaan tersebut.

- *Dead load*

meliputi berat komponen-komponen system perpipaan, berat isolator, dan beban permanen yang bekerja pada system perpipaan tersebut.

2.2.2.2 Beban Occasional (*Occasional Load*)

Beban *occasional* adalah beban dinamik pada sistem perpipaan yang dapat disebabkan oleh beberapa hal yaitu :

- Beban gelombang :

Beban yang ditimbulkan oleh gelombang yang mengenai pipa.

- Beban gempa :

Beban akibat gempa bumi yang terjadi di tempat pemasangan sistem perpipaan

.

2.2.2.3 Beban ekspansi termal (*Expansion Load*)

Beban termal adalah beban yang timbul akibat ekspansi termal yang terjadi pada sistem perpipaan. Beban termal ini dapat dibagi menjadi:

- Beban termal akibat pembatasan gerak oleh tumpuan saat pipa mengalami ekspansi.

- Beban termal akibat perbedaan temperatur yang besar dan sangat cepat dalam dinding pipa sehingga menimbulkan tegangan.

- Beban akibat perbedaan koefisien ekspansi pipa yang dibuat dari dua logam yang berbeda.

2.2.3. Gaya – gaya yang Bekerja Pada Pipa

2.2.3.1. Berat Pipa dan Gaya Apung

Salah satu pertimbangan dalam perhitungan kestabilan pipa bawah air adalah berat pipa didalam air sehingga mampu menahan gaya-gaya yang dapat membuat pipa menjadi tidak stabil. Berat pipa dapat dihitung berdasarkan berat bajanya (*steel pipe*), lapisan anti korosi (*corrothion coating*), lapisan beton (*concrete coating*) dan lapisan lainnya, serta isi yang ada didalam pipa. Berikut adalah perhitungan berat pipa, yaitu dengan memperhitungkan berat semua lapisan pada pipa.

- Diameter total pipa

$$D_{tot} = D_{st} + 2.t_{corr} + 2.t_{conc} \quad (2.1)$$

- Berat baja (*steel pipe*)

$$W_{st} = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{st}^2 - D_t^2) \cdot \rho_{st} \quad (2.2)$$

- Berat lapisan korosi (*corrosion coating*)

$$W_{corr} = \frac{\pi}{4} \cdot [(D_{st} + 2.t_{corr})^2 - D_{st}^2] \cdot \rho_{corr} \cdot g \quad (2.3)$$

- Berat isi pipa (*content*)

$$W_{cont} = \frac{\pi}{4} \cdot D_i^2 \cdot \rho_{corr} \quad (2.4)$$

- Berat total pipa

$$W_{tot} = W_{st} + W_{corr} + W_{conc} + W_{cont} \quad (2.5)$$

Berat pipa diatas pipa pada rumus diatas merupakan berat pipa sebelum masuk ke dalam air. Diketahui bahwa setiap benda yang masuk ke dalam air akan mengalami gaya apung. Dikenal dengan hukum Archimedes, bahwa sebuah benda yang seluruhnya atau sebagian tercelup didalam fluida akan mengalami gaya apung (*bouyancy*) ke atas dengan suatu gaya yang sama dengan berat fluida yang dipindahkan volume dari benda tersebut. Gaya apung ini dinyatakan dalam persamaan berikut:

$$F_{\text{bouyancy}} = \rho_{\text{fluida}} \cdot V_{\text{benda yang tercelup}} \cdot g \quad (2.6)$$

Gaya apung dinyatakan dalam persamaan berikut:

$$B = \rho_{\text{sw}} \cdot V \cdot g = \frac{\pi}{4} \cdot D_{\text{tot}}^2 \cdot \rho_{\text{sw}} \cdot g \quad (2.7)$$

Sehingga berat total pipa dalam air (*submerge weight*) adalah:

$$W_s = W_{\text{tot}} - B = W_{\text{st}} + W_{\text{corr}} + W_{\text{cont}} + W_{\text{conc}} - B \quad (2.8)$$

Untuk menghindari melayangnya pipa dipermukaan air, maka berat pipa tidak boleh kurang dari gaya apungnya dan diusahakan minimal 10% dari berat gaya apungnya. Dinyatakan dengan persamaan berikut:

$$W_{\text{tot}}/B \geq 1.1 \quad (2.9)$$

Atau ditulis juga dengan berat pipa yang terrendam di dalam air sebagai berikut :

$$(W_s + B)/B \geq 1.1 \quad (2.10)$$

Dari persamaan diatas faktor g dapat saling meniadakan. Sehingga dalam hal ini, satuan dari gaya berat pipa dan gaya apungnya dapat dianggap sebagai massa per satuan panjang dari pipa.

Keterangan :

D_{st}	= Diameter terluar pipa baja (steel) (m)
D_{corr}	= Diameter terluar lapisan korosi (m)
D_{tot}	= Diameter total dari pipa (m)
D_i	= Diameter dalam pipa baja (m)
T_{corr}	= Tebal lapisan korosi (m)
T_{conc}	= Tebal lapisan beton (<i>concrete</i>) (m)

W_{st}	= Berat dari pipa baja (N/m)
W_{corr}	= Berat dari lapisan korosi (N/m)
W_{conc}	= Berat dari lapisan beton (N/m)
W_{cont}	= Berat isi dalam pipa (N/m)
W_s	= Berat pipa dalam air (N/m)
ρ_{st}	= Massa jenis pipa baja (Kg/mm ³)
ρ_{corr}	= Massa jenis lapisan korosi (Kg/mm ³)
ρ_{conc}	= Massa jenis lapisan beton (Kg/mm ³)

2.2.4. Beban Gelombang

2.2.4.1 Perhitungan Properti Gelombang

Menurut Triatmodjo (1999) , panjang gelombang sebagai fungsi dari kedalaman untuk teori gelombang stokes Orde 2 diperoleh dari iterasi persamaan berikut :

$$L = \left[\frac{gT^2}{2\pi} \right] \text{ dan } \left[\frac{2\pi d}{L} \right] \quad (2.11)$$

Sedangkankan untuk stokes orde 3 Hsu (1984) memberikan formula sebagai berikut :

$$L = \left[\frac{gT^2}{2\pi} \right] \tanh kd \left\{ 1 + \left[\frac{2\pi a}{L} \right]^2 \left[\frac{14+4 \cosh^2 kd}{16 \sinh^4 kd} \right] \right\} \quad (2.12)$$

Panjang gelombang dan tinggi gelombang mula –mula diperoleh dari persamaan berikut (Triatmodjo 1999) :

$$L_0 = 1,56 T^2 \quad (2.13)$$

$$H = K_s . H_0 \quad (2.14)$$

Dengan :

L = Panjang Gelombang dengan kedalaman tertentu (m)

L_0 = Panjang Gelombang awal (m)

g = Percepatan Gravitasi (m/dt^2)

T= Periode Gelombang (dt)

D = kedalaman perairan (m)

H = Tinggi gelombang pada kedalaman tertentu (m)

H_0 = Tinggi Gelombang Awal (m)

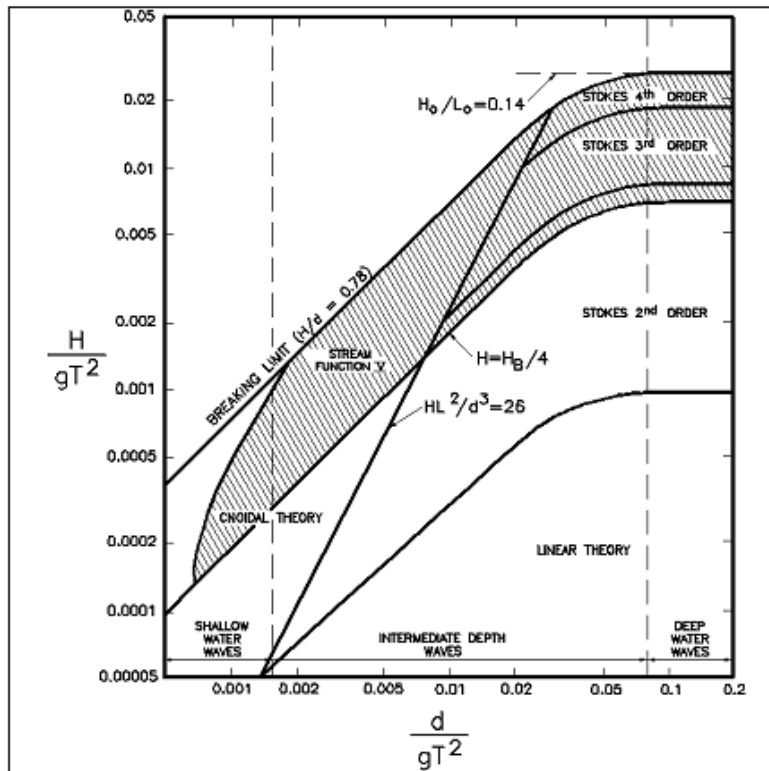
K_s = Koefisien Shoaling /Pendangkalan

2.2.4.2 Penentuan Teori Gelombang

Penentuan teori gelombang yang akan digunakan dapat dilakukan dengan menggunakan grafik validitas yang disebut “*Region of Validity of Wave Theories*” “ dengan menggunakan parameter-parameter gelombang yang ada seperti tinggi gelombang (H), Periode gelombang (T), dan kedalaman air (d). Dengan pendekatan formula matematika, Mousseli (1981) memberikan rumusan sebagai berikut :

$$\left[\frac{H}{gT^2} \right] \text{ dan } \left[\frac{D}{gT^2} \right] \quad (2.15)$$

Hasil dari formulasi matematika tersebut kemudian disesuaikan dengan grafik. Daerah aplikasi teori gelombang “*Regions of Validity of Wave Theories*”, sehingga dapat diketahui teori gelombang yang akan digunakan.



Gambar 2.6. Grafik *Region of Validity* (Mousseli, 1981)

1. Teori gelombang stokes orde 2

Persamaan kecepatan dan percepatan partikel gelombang pada arah horisontal untuk teori gelombang Stokes Orde 2 dapat diketahui dari persamaan berikut (Chakrabarti, 1987) :

Kecepatan horisontal :

$$\mu = \left[\frac{\pi H}{T} \frac{\cosh k(d+y)}{\sinh kd} \cos \theta + \frac{3}{4} \left(\frac{\pi H}{L} \right) \frac{\pi H}{T} \frac{\cosh k(d+y)}{\sinh^4 kd} \right] \quad (2.16)$$

Percepatan Vertikal

$$\mu = \frac{2\pi^2 H}{T} \frac{\sinh ks}{\sinh kd} \cos \theta - \frac{3\pi^2 H}{4T^2} \left(\frac{\pi H}{L} \right) \frac{\sinh 2ks}{\sinh^4 kd} \cos 2\theta \quad (2.17)$$

2. Teori Gelombang Stokes Orde 3

Persamaan kecepatan dan percepatan partikel gelombang pada arah horizontal untuk teori gelombang Stokes orde 3 ini diberikan melalui formula sebagai berikut (Hsu 1984) :

Kecepatan Horizontal

$$\mu = C (F_1 \cosh ks \cos \theta + F_2 \cosh 2ks \cos 2\theta + F_3 \cosh 3ks \cos 3\theta) \quad (2.18)$$

Parameter gelombang

$$C = \frac{L}{T} \quad (2.19)$$

$$F_1 = \frac{ka}{\sinh kd} - (ka)^2 \frac{\cosh^2 kd (1 + 5 \cosh^2 kd)}{5 \sinh^5 kd} \quad (2.20)$$

$$F_2 = \frac{3}{4} (ka)^2 \frac{1}{\sinh^4 kd} \quad (2.21)$$

$$F_3 = \frac{3}{64} (ka)^3 \frac{11 - 2 \cosh 2 kd}{\sinh^7 kd} \quad (2.22)$$

Nilai k dan s pada persamaan teori gelombang stokes orde 2 dan orde 3 diketahui dari persamaan sebagai berikut :

$$S = d \pm y \quad (2.23)$$

$$K = \frac{2\pi}{L} \quad (2.24)$$

Keterangan :

d = Kedalaman laut (m)

k = Angka gelombang

H = Tinggi gelombang pada kedalaman yang ditinjau (m)

T = Periode gelombang, (s)

\emptyset = Frekuensi gelombang (rad/s)

h = Kedalaman laut (m)

s = Jarak vertikal titik yang ditinjau dari dasar laut (m)

y = Jarak vertikal suatu titik yang ditinjau terhadap muka air diam (m)

L = Panjang gelombang pada kedalaman yang ditinjau (m)

g = Percepatan gravitasi (m/s^2)

2.2.5. Beban Arus

Selain gelombang, arus laut juga memberikan gaya terhadap struktur lepas pantai. Arus akibat pasang surut memiliki kecepatan yang semakin berkurang seiring dengan bertambahnya kedalaman sesuai fungsi non-linear. Sedangkan arus yang disebabkan oleh angin memiliki karakter yang sama, tetapi dalam fungsi linear. Kecepatan arus tersebut dirumuskan dalam formulasi matematis berikut :

$$\frac{U}{U_0} = \frac{Y}{Y_0} \quad (2.25)$$

Keterangan :

U = kecepatan arus pada ketinggian y dari *seabed* (m/s)

U_0 = kecepatan arus yang diketahui pada y_0 (m/s)

D = diameter luar pipa (m)

Y = kedalaman laut (m)

Y_0 = ketinggian orbit partikel dari seabed, m

2.2.5. 1 Kecepatan Efektif Partikel Air

Persamaan efektif sebagai berikut (Mousselli, 1981) :

$$Ue^2 = 0.788 U_0^2 \left(\frac{D}{Y_0} \right)^{0.286} \quad (2.26)$$

Keterangan :

U = Kecepatan horisontal partikel air pada ketinggian y dari seabed (m/s)

U_0 = Kecepatan horisontal partikel air yang diketahui pada y (m/s)

U_e = Kecepatan efektif air pada ketinggian y (m/s)

D = Diameter luar pipa (m)

y = Kedalaman laut (m)

y_0 = Ketinggian orbit partikel dari seabed (m)

2.2.6. Koefisien Hidrodinamis

Banyak penelitian telah dilakukan untuk mendapatkan harga koefisien hidrodinamis, baik dilakukan di laboratorium maupun langsung dilakukan di lapangan. Hasil penelitian sangat beragam. Ketidak seragaman hasil penelitian tersebut disebabkan oleh banyak faktor, antara lain jumlah dan arah gelombang, perbedaan teori gelombang yang digunakan, kekasaran akibat *marine growth*, arus, formasi *vortex* dan lainnya. Perintis dalam penelitian nilai koefisien hidrodinamis tersebut adalah Keulegan dan Carpenter (Chakrabarti, 1987). Penelitian di laboratorium dilakukan untuk mendapat hubungan antara C_d , C_m dan C_l dengan *Reynold Number* (Re) dan *Keulegan Carpenter Number* (KC), sehingga diketahui bahwa koefisien hidrodinamis tergantung pada dua parameter nondimensional tersebut. Perumusannya sebagai berikut (Sarpkaya and Isaacson, 1981) :

Reynold Number

$$Re = \frac{UeD}{\nu} \quad (2.27)$$

Keulegan Carpenter

$$K = \frac{UeT}{D} \quad (2.28)$$

Koefisien Kekasaran Pipa (k) :

$$E = k.D \quad (2.29)$$

Hasil dari perhitungan parameter tersebut dimasukkan pada grafik variasi koefisien *drag*, *lift*, dan inersia. Berikut ini grafik untuk mencari koefisien drag dan koefisien massa. Hasil dari perhitungan parameter tersebut dimasukkan pada grafik variasi koefisien *drag*, *lift*, dan inersia. Desainer harus dapat menerapkan nilai koefisien hidrodinamis sesuai dengan keadaan sebenarnya di lapangan. Beberapa pihak mempunyai cara tersendiri dapat menentukan koefisien hidrodinamis. Salah satunya adalah koefisien hidrodinamis yang direkomendasikan oleh Mousselli (1981) untuk desain pipa.

Tabel 2.1 Recommended Hydrodynamics Coefficient (Mouselli,1981)

Reynolds number (Re)	Hydrodynamic Coefficient		
	C_d	C_l	C_m
$Re < 5.0 \times 10^4$	1.3	1.5	2.0
$5.0 \times 10^4 < Re < 1.0 \times 10^5$	1.6	1.0	2.0
$1.0 \times 10^5 < Re < 2.5 \times 10^5$	$1.53 - \frac{Re}{3 \times 10^5}$	$1.2 - \frac{Re}{5 \times 10^5}$	2.0
$2.5 \times 10^5 < Re < 5.0 \times 10^5$	0.7	0.7	$2.5 - \frac{Re}{5 \times 10^5}$
$Re > 5.0 \times 10^5$	0.7	0.7	1.5

2.2.7. Gaya Hidrodinamika

Gaya-gaya hidrodinamis seperti gaya *drag*, gaya inersia dan gaya angkat, terjadi akibat adanya gerakan relatif antara pipa dengan fluida disekitarnya. Dengan adanya gerakan relative ini, maka akan timbul kecepatan dan percepatan relative partikel air. Gerakan ini dapat disebabkan gelombang dan arus.

2.2.7.1 Gaya Drag (*Drag Force*)

Gaya drag yang bekerja pada struktur pipa di dasar laut persatuan panjang pipa dirumuskan berikut ini (Mousselli, 1981) :

$$F_d = \frac{1}{2} \cdot C_d \cdot D \cdot U_e^2 \quad (2.30)$$

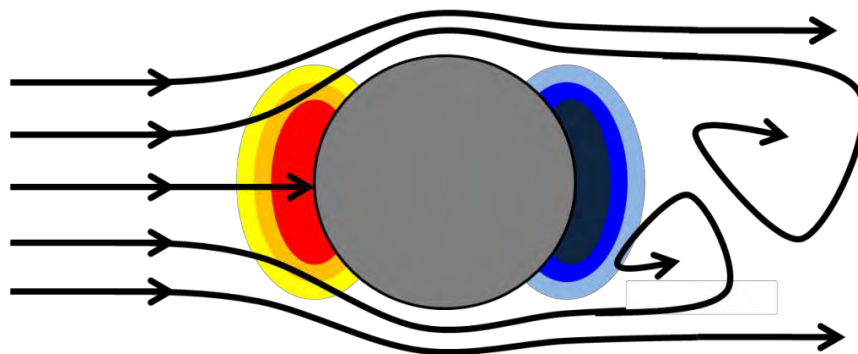
Keterangan :

ρ_p = Densitas Fluida (Kg/mm³)

C_d = Koefisien Drag

D = Diameter terluar pipa (m)

U_e = Kecepatan efektif partikel (m/s)



Gambar 2.7. Gaya drag pada struktur berbentuk silinder

2.2.7.2 Gaya Inersia (*Inertia Force*)

Gaya inersia yang bekerja pada struktur pipa persatuan panjang dirumuskan sebagai berikut (Mousselli, 1981) :

$$F_i = \rho \cdot C_i \cdot \frac{\pi D^2}{4} \cdot U_e^2 \quad (2.31)$$

Keterangan :

ρ_p = Densitas Fluida (Kg/mm³)

C_i = Koefisien Inersia

D = Diameter terluar pipa (m)

d_U/d_t = Percepatan horizontal partikel air (m/ss²)

2.2.7.3 Gaya Angkat (*Lift Force*)

Gaya angkat (*lift force*) yang bekerja pada struktur pipa bawah laut sebagai berikut (Mousselli, 1981) :

$$F_L = \frac{1}{2} \cdot C_L \cdot D \cdot U_e^2 \quad (2.32)$$

Keterangan :

ρ_f = Densitas Fluida (Kg/mm³)

C_L = Koefisien Lift

D = Diameter terluar pipa (m)

U_e = Kecepatan efektif partikel (m/dt)

2.2.8. Konfigurasi Pelampung (*Floater*)

Pelampung atau *Floater* adalah alat tambahan yang digunakan untuk mengurangi gaya berat pipa didalam air. Dalam menganalisa instalasi pipa dengan metode *Push Pull*, perlu diketahui konfigurasi dari pelampung (*floater*) itu sendiri. Konfigurasi tersebut antara lain, jenis pelampung, dimensi pelampung, jumlah pelampung yang dibutuhkan, dan jarak antar pelampung.

Jumlah dari *Float Drum* yang dibutuhkan keseluruhan:

$$N_f = \frac{F_{bp}}{F_{bf}} \quad (2.33)$$

Dengan :

N_f = Jumlah pelampung yang dibutuhkan keseluruhan (pcs)

F_{bp} = Gaya apung pipa (m³)

F_{bf} = Gaya apung pelampung (m³)

2.2.9 Perhitungan Spesifik *Pulling Force*

Perhitungan *pulling force* mencakup banyak kriteria, sehingga perlu adanya analisa lebih dalam mengenai pengaruh *drag force* dan kecepatan tarikan yang diinginkan. *Drag force* tidak hanya dialami oleh pipa, tetapi juga dialami oleh *floater*.

2.2.9.1. Perhitungan Gaya Tarik

Perhitungan yang akan dipakai adalah :

$$F_p = \mu \cdot L. \quad (2.34)$$

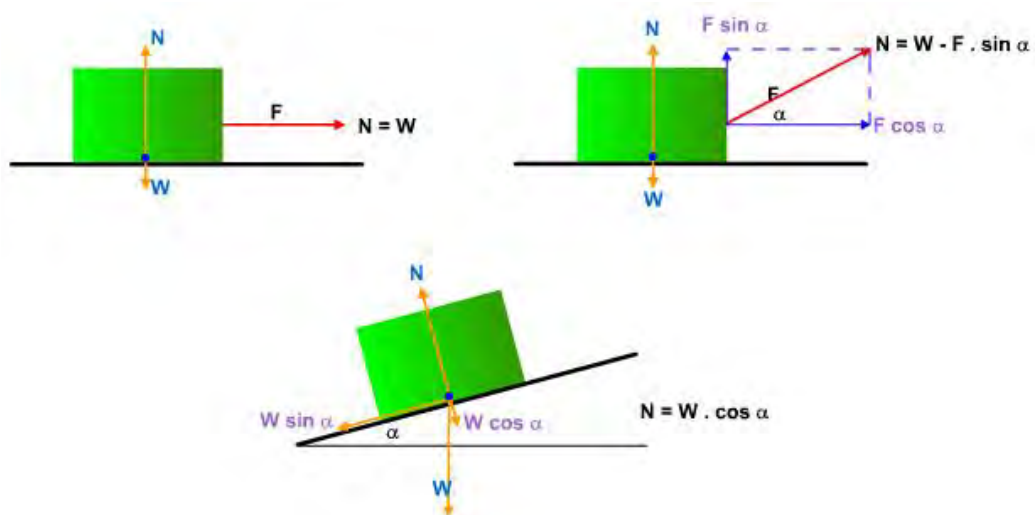
Dengan :

F_p = Gaya Tarik (N)

W = Berat pipa (N/m)

L = Panjang pipa yang ditarik (m)

μ = Faktor gesek longitudinal



Gambar 2.8. Gaya gesek dan gaya tarik. (a) Gaya tarik searah dengan benda. (b) Gaya tarik yang mempunyai sudut terhadap benda. (c) Gaya tarik pada benda miring.

Rumus diatas digunakan jika tarikan searah dengan benda seperti gambar diatas. Tetapi jika tarikan mempunyai sudut terhadap benda, yang ditunjukkan gambar 2.7. b maka gaya normal dan tarikan benda menjadi :

- Gaya-gaya dalam arah sumbu x karena kecepatan konstan, maka :

$$a_x = 0$$

$$\Sigma F_x = 0$$

$$F \cos \Theta - f_k = 0$$

$$F \cos \Theta = f_k$$

- Gaya-gaya dalam arah sumbu y

$$N + F \sin \Theta - mg = 0$$

$$N + F \sin \Theta = mg$$

Dengan mensubstitusi kedua persamaan tersebut maka dapat ditentukan gaya F yang dibutuhkan untuk menarik benda.

Untuk gambar 2.4.c benda bergerak pada bidang miring, maka :

- Gaya yang bergerak pada sumbu x

$$w_x = w \sin \theta$$

- Gaya yang bergerak pada sumbu y

$$w_y = w \cos \theta$$

- Gaya Normal

$$N = w_y = w \cos \theta \quad (2.35)$$

2.2.9.2. Gaya Drag berdasarkan *Frontal Area* Pipa

Sebuah benda dalam suatu fluida akan mengalami gaya drag bila benda itu diam dan fluidanya yang bergerak atau benda bergerak dengan fluida yang diam atau keduanya sama-sama bergerak dengan kecepatan yang berbeda.

$$F_{\text{drag pipe}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{sea}} \cdot V^2 \cdot C_d. \quad (2.36)$$

Dengan :

ρ_{sea} = Massa jenis air laut (kg/m³)

V = Kecepatan tarikan (m/s)

C_d = *Coefficient Drag*

A_p = *Frontal Area Pipe* (m²)

2.2.9.3. Gaya Drag berdasarkan *Frontal Area Floater*

Floater yang digunakan oleh penulis mempunyai bentuk tabung. Dalam proses *towing* ditariknya pipa dan *floater* menimbulkan gaya drag pula yang dapat menjadi hambatan dan menambah beban tarik. Hal tersebut dapat dihitung sebagai berikut :

$$F_{\text{drag float}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{sea}} \cdot V^2 \cdot C_d. \quad (2.37)$$

Dengan :

ρ_{sea} = Massa jenis air laut (kg/m³)

V = Kecepatan tarikan (m/s)

C_d = *Coefficient Drag*

N_f = Jumlah *floater* yang dibutuhkan (pcs)

2.2.9.4. Perhitungan *Pulling Force Total*

Dalam menganalisa sebuah permasalahan penting untuk mengkaji setiap kondisi meski kondisi terbaik sudah terlihat. Dalam kasus ini penulis menganalisa kondisi *shore pull* pada saat proses ini dijalankan menggunakan *buoyancy*.

Rumus yang digunakan adalah

$$F_{\text{pull}} = F_{\text{drag pipe}} + F_{\text{drag float}} + F_{\text{resistance}} \quad (2.38)$$

2.2.10 Tegangan (*Stress*)

Tegangan adalah besaran pengukuran intensitas gaya atau reaksi dalam yang timbul persatuan luas. Dalam praktek teknik, gaya umumnya diberikan dalam *pound* atau *newton*, dan Luas yang menahan dalam inch^2 atau mm^2 . Akibatnya tegangan biasanya dinyatakan dalam $\text{pound} / \text{inch}^2$ yang sering disingkat psi atau $\text{newton} / \text{mm}^2$ (Mpa).

Dalam kasus Tegangan yang terjadi pada sistem perpipaan dapat terjadi dalam bentuk Tegangan Normal (*Normal Stress*)`

Tegangan normal terdiri dari tiga komponen tegangan, yaitu:

1. Tegangan Longitudinal (*Longitudinal Stress*), yaitu tegangan yang searah dengan panjang pipa.
2. Tegangan Tangensial atau Tegangan Keliling (*Circumferential Stress* atau *Hoop Stress*), yaitu tegangan yang searah dengan garis singgung penampang pipa.
3. Tegangan Radial (*Radial Stress*), yaitu tegangan yang searah dengan jari-jari penampang pipa.

2.2.10.1 Tegangan Longitudinal (*Longitudinal Stress*)

Tegangan Longitudinal yaitu tegangan yang searah dengan panjang pipa dan merupakan jumlah dari Tegangan Aksial (*Axial Stress*), Tegangan Tekuk (*Bending Stress*) dan Tegangan Tekanan (*Pressure Stress*). Mengenai ketiga tegangan ini dapat diuraikan sebagai berikut :

a. Tegangan Aksial σ_{ax} adalah tegangan yang ditimbulkan oleh gaya F_{ax} yang bekerja searah dengan sumbu pipa, dan dapat dirumuskan sebagai berikut:

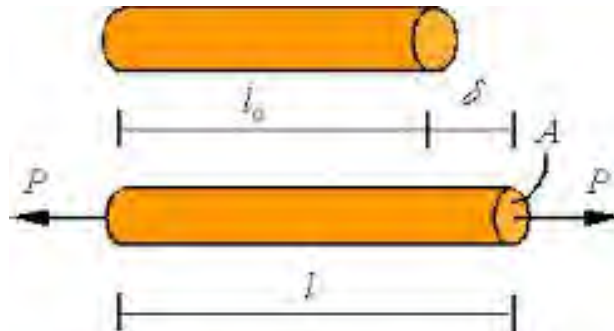
$$\sigma_{ax} = \frac{F_{ax}}{A} \quad (2.39)$$

Dengan :

$$A = \text{Luas Penampang Pipa} = \pi (d_o^2 - d_i^2)/4$$

d_o = Diameter luar pipa

d_i = Diameter dalam pipa



Gambar 2.9 Axial Stress

b. Tegangan Tekuk σ_b adalah tegangan yang ditimbulkan oleh momen (M) yang bekerja diujung-ujung pipa. Dalam hal ini tegangan yang terjadi dapat berupa Tegangan Tekuk Regang (*Tensile Bending*) dan Tegangan Tekuk Tekan (*Compression Bending*). Tegangan tekuk itu maksimum pada permukaan pipa dan nol pada sumbu pipa, karena tegangan tersebut merupakan fungsi jarak dari sumbu ke permukaan pipa (c).

Hal ini dapat digambarkan sebagai berikut:

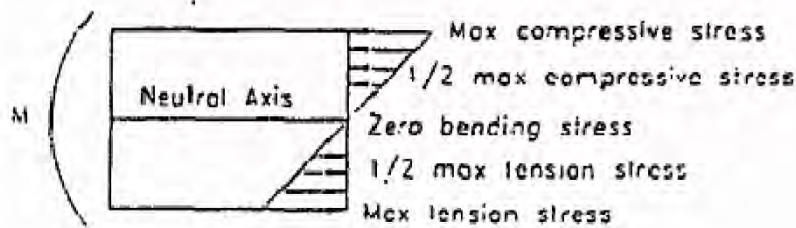
$$\sigma_b = \frac{Mc}{I} \quad (2.40)$$

Dengan :

I = Momen Inersia Penampang

r_o = Jari – jari permukaan luar pipa

r_i = Jari – jari permukaan dalam pipa



Gambar 2.10 Tegangan Tekuk

2.2.11 Perhitungan Moda Kegagalan Pada Pipa

Perhitungan moda kegagalan harus mencakup desain tekanan internal, *collapse* (*external pressure*), kombinasi tekanan dan bending momen serta perambatan *buckling* (*buckle propagation*). Masing-masing moda kegagalan tersebut akan didiskusikan sebagai berikut :

2.2.11.1 Desain Untuk *Internal Pressure*

Desain internal pressure dibuat agar dapat tahan terhadap tekanan fluida yang melalui *pipeline* (kondisi internal operasi) dan pada saat proses dimana pipa di beri tekanan air (*hydrotest*). External pressure dimasukkan dalam desain ini, yang mencakup tekanan total dari pipa, dimana tekanan total terjadi maksimum di permukaan air (*at zero water depth*) , dimana *external pressure* sama dengan nol. Perhitungan untuk tekanan internal dominan digunakan untuk desain ketebalan *pipeline* (Braskoro dkk, 2004).

2.2.11.2. Desain Untuk *Collapse*

Ketika pipa masuk kekedalaman air, tekanan hidrostatik akan semakin besar dan mungkin akan mengakibatkan keruntuhan terhadap dinding pipa. Perhitungan tekanan fluida dalam pipa (*pressure containment*) tidak dimasukkan dalam kondisi ini, oleh karena itu ketebalan dinding *pipeline* harus didesain untuk perhitungan gaya hidrostatik pada kondisi beban saat kedalaman maksimum.

2.2.11.3 Desain Kombinasi Untuk Tekanan dan *Bending Moment*

Kondisi ini terjadi pada saat proses instalasi, dimana tekanan eksternal diakibatkan oleh aliran fluida diluar pipa. Tarikan secara aksial dipengaruhi oleh tegangan (*tension*) sebagai akibat penggunaan tensioner of *holding clamp* pada kapal instalasi dan bending momen dihasilkan oleh bentuk (*catenaries shape*) *pipeline*. Ketika *pipeline* bergerak ke bawah air akan terjadi tegangan aksial serta tekanan eksternal. Pada saat mencapai panjang bentangan tertentu maka gaya yang diterima pipa akibat beban dari fluida diluar pipa akan semakin besar. Hal ini akan mempengaruhi kekuatan dari pipa itu sendiri.

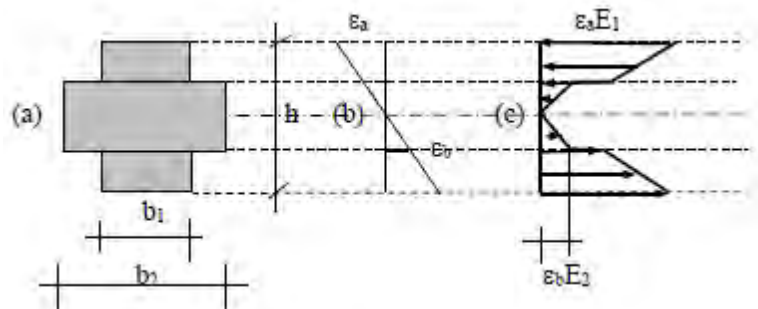
2.2.11.4 Desain Untuk Perambatan *Buckle*

Selama proses instalasi dan operasi, akan adanya kemungkinan *pipeline* mengalami kerusakan yang disebabkan terjadinya *local buckling*. Ketika *local buckle* terjadi pada satu titik, *buckle* akan merambat sepanjang *pipeline* sampai *external pressure* kurang dari tekanan *buckle propagation*. Fenomena ini ditemukan pada tahun 1970 oleh Battelle Institute di Ohio. *Buckle propagation* bisa dicegah dengan menambah ketebalan dinding *pipeline* atau dengan memberi *buckle arrestors* sepanjang pipa yang rentan mengalami *buckling*. Untuk *pipeline* pada laut dalam umumnya menggunakan *buckle arrestor*, kerana penambahan ketebalan untuk melawan *buckle propagation* membutuhkan biaya yang relatif tinggi. Ada beberapa tipe dari eksternal dan internal *buckle arrestors*, seperti *integral ring*, *welded ring*, *welded sleeve*, *heavy-wall integral cylinder*, dan *grouted free-ring arrestors*.

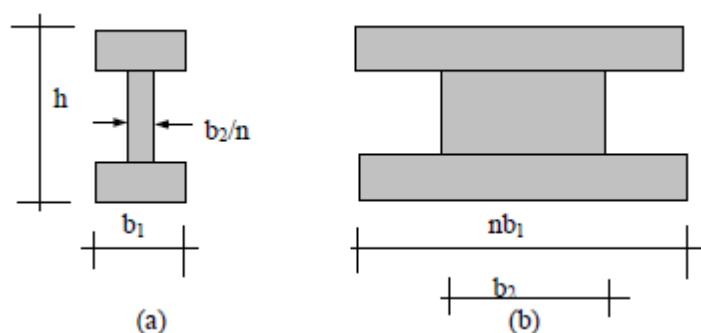
2.2.12 Balok Dua Bahan

Dalam praktek, komponen struktur tidak hanya terdiri dari satu bahan saja seperti baja atau kayu tetapi komponen struktur dapat juga terdiri dari kombinasi 2 bahan misalnya bahan beton dikombinasi dengan bahan baja, contohnya antara lain beton bertulang. Bahan kayu juga dapat dikombinasi dengan bahan baja, dengan bahan baja yang berfungsi sebagai penguat. Apabila sebuah penampang balok terdiri dari

dua bahan (bahan 1 dan bahan 2) mengalami momen lentur, seperti pada Gambar 2.7.a, maka deformasi (regangan) yang terjadi pada penampang akan tetap sebanding dengan jaraknya ke garis netral, Gambar 2.7.b. Walaupun regangan yang terjadi sama pada pertemuan kedua bahan, berdasarkan hukum Hooke tegangan yang terjadi pada serat penampang pada masing-masing bahan akan berbeda besarnya, hal ini diakibatkan oleh nilai modulus elastisitas yang berbeda pada masing-masing bahan, Gambar 2.7.c. Dalam menghitung tegangan pada penampang dengan dua bahan maka penampang dibuat menjadi salah satu bahan padanan dengan ukuran penampang sesuai dengan perbandingan nilai modulus elastisitas kedua bahan tersebut ($n = E_1/E_2$), terlihat pada Gambar 2.8.a dan Gambar 2.8.b. Selanjutnya dihitung posisi garis netral sesuai dengan prinsip penampang satu bahan. Nilai tegangan yang diperoleh disesuaikan dengan perbandingan nilai modulus elastisitas kedua bahan tersebut.



Gambar 2.11. Diagram Tegangan dan Regangan pada Penampang Dua Bahan
(Sumber: Popov, 1996)



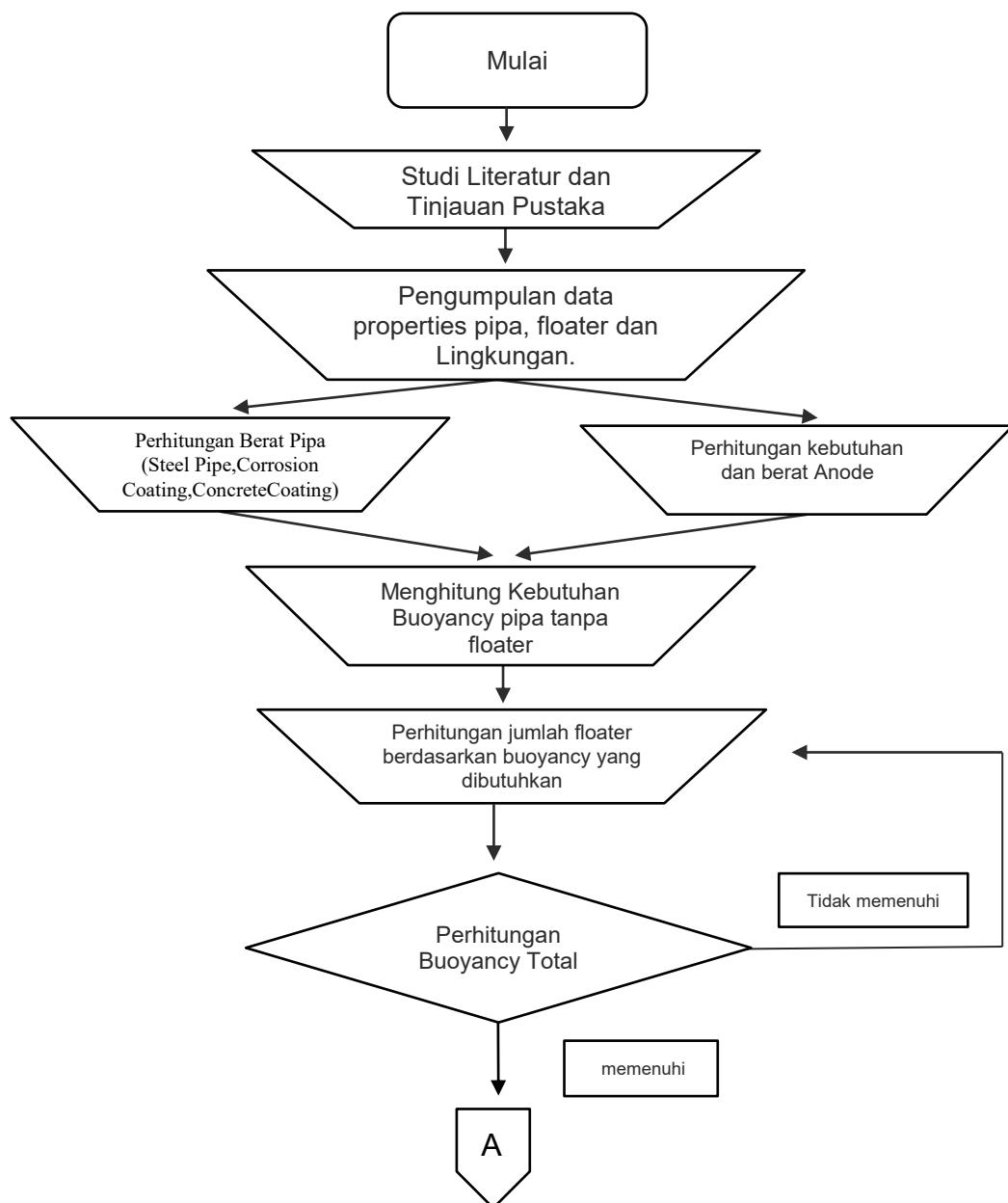
Gambar 2.12. (a) Padanan dalam bahan 1, (b) Padanan dalam bahan 2

BAB III

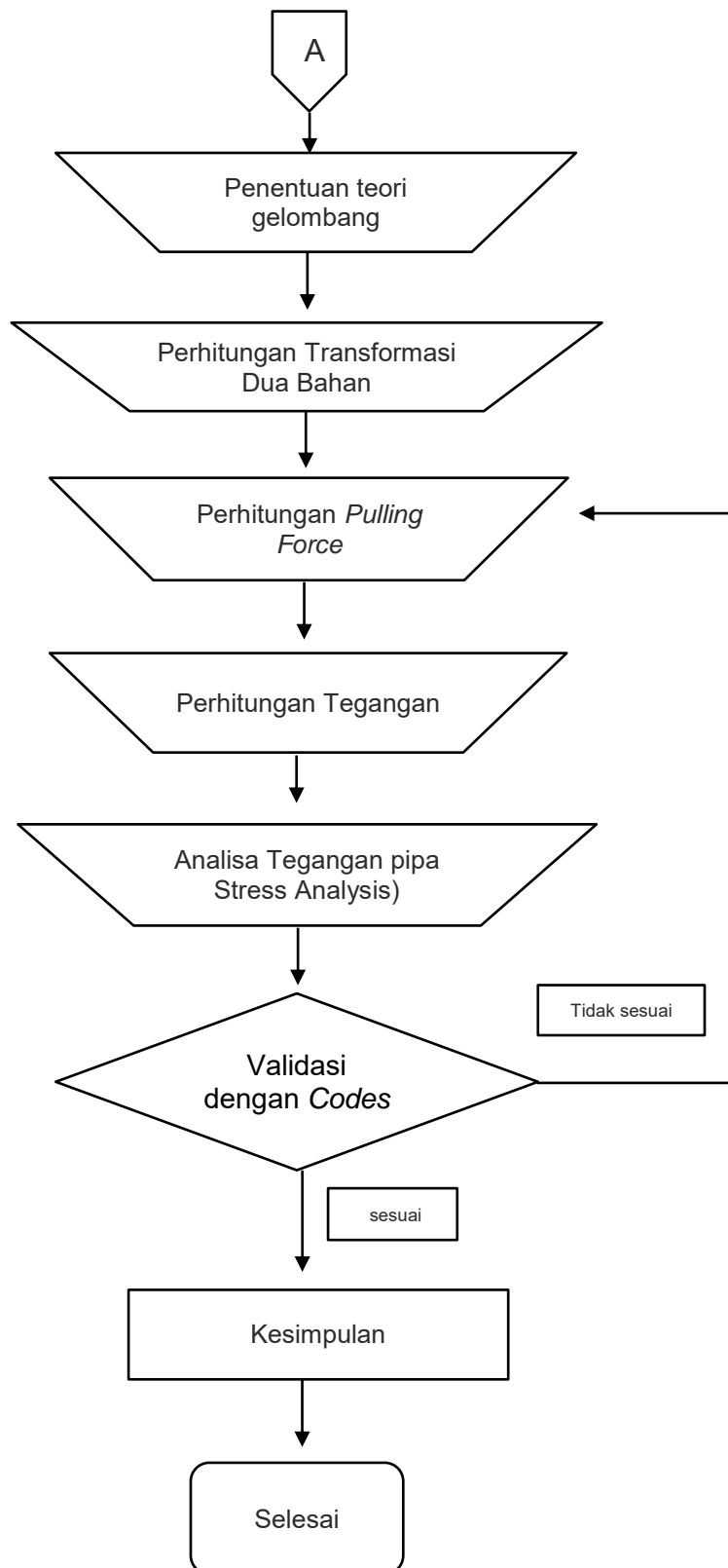
METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Alir Metode Penelitian

Metode penelitian dalam Tugas Akhir ini digambarkan dalam bentuk diagram alir (flowchart) yang ditunjukkan pada gambar 3.1 di bawah ini :



Gambar 3.1 Flowchart Metodologi Penelitian



Gambar 3.1 Flowchart Metodologi Penelitian (Lanjutan)

4.2 Prosedur Penelitian

Metodologi yang digunakan dalam penelitian ini terdiri dari tahapan-tahapan yang merupakan langkah yang digunakan dalam proses perhitungan.

Adapun Alur pengerjaan pada penelitian ini dilakukan dengan tahapan-tahapan sebagai berikut :

1.Studi Literatur

Studi dan pengumpulan literatur sebagai bahan –bahan acuan dan sumber teori-teori yang diperlukan dalam tugas akhir ini baik itu berupa buku, jurnal, penelitian sebelumnya termasuk laporan tugas akhir terdahulu, *codes*, maupun standard yang berhubungan dengan analisis instalasi *pipeline* dengan metode *push pull*.

2.Pengumpulan Data

Data-data yang digunakan dalam penelitian ini diperoleh dari PT.Dwisatu Mustika Bumi (DMB) pada *project EPCIC of Mooring System and 3 km Subsea and Onshore Pipeline* di Tanjung Bara, Sangatta , Kalimantan Timur

3.Perhitungan gaya-gaya yang bekerja pada pipa

Dalam perhitungan ini mengacu pada DNV OS F101 *submarine Pipeline System* dan DNV RP C205 *Environmental Conditions and Environmental Loads*. Perhitungan pembebanan pada pipa yaitu *environmental Load* dan *functional Load* yang terdiri dari perhitungan berat pipa, berat anode, Perhitungan gaya-gaya lainnya seperti gaya drag, Inersia ,Lift yang mengenai pipa.

4.Perhitungan *Buoyancy Arrangement* dan *Pulling Force*

Dalam perhitungan ini dilakukan penyusunan *Buoyancy Arranement* yang ideal agar proses instalasi *Push Pull* bisa berjalan dengan baik. Di mana dalam instalasi *push pull*, pipa harus dalam keadaan terapung. Selain itu juga dilakuakn perhitungan besar *pulling force* yang dibutuhkan selama proses instalasi ini.

5. Perhitungan tegangan pipa

Perhitungan tegangan pipa ini menggunakan perhitungan manual mekanika teknik balok sederhana dengan tumpuan pin dan roll. Gaya yang digunakan sebagai perhitungan adalah gaya hidrodinamis dan gaya tarik (*pulling force*).

Berdasarkan kondisi tersebut dilakukan perhitungan *axial stress* dan *bending stress* dari *pipeline* selama instalasi.

6. Analisa tegangan pipa

Melakukan check code terhadap tegangan maksimum yang terjadi pada pipa.

7. Analisa kekuatan *concrete Coating*

Melakukan perhitungan kekuatan lapisan *concrete* yang melapisi pipa pada saat instalasi. Dalam perhitungan ini dilakukan berdasarkan SK SNI T-15-1991-03. Perhitungan ini untuk mengetahui bagaimana kondisi dari *concrete* selama instalasi *push pull* ini.

8. Validasi dengan code

Mengecek perhitungan yang telah dilakukan dengan *codes* yang ada. Dalam hal ini *codes* yang digunakan adalah ASME B 31.8. Di mana dalam *codes* tersebut dijelaskan bahwa tegangan longitudinal yang merupakan gabungan antara *bending stress* dan *axial stress* pada *pipeline* selama instalasi yang disyaratkan harus kurang dari 80 % SMYS.

Dalam validasi ini terdapat dua kemungkinan kondisi dari *pipeline* yaitu aman ($\text{stress} < 80\% \text{ SMYS}$) atau tidak aman ($\text{stress} > 80\% \text{ SMYS}$). Apabila aman maka proses tersebut bisa dilaksanakan, Namun apabila tidak aman maka akan dilakukan langkah pencegahan untuk mengurangi stress agar instalasi *pipeline* ini bisa aman sehingga proses instalasi bisa dilaksanakan.

BAB IV

ANALISA DAN PEMBAHASAN

4.1 Pengumpulan Data

Data Proyek yang digunakan dalam tugas akhir ini adalah data yang digunakan untuk desain pipa bawah laut di daerah *shore approach*. Data tersebut berupa data material pipa, data lingkungan dan data *floater* yang digunakan sebagai gaya apung tambahan. Data-data ini didapatkan dari PT.Dwisatu Mustika Bumi (DMB) dalam *project* yang bernama *EPCIC of Mooring System and 3 km Subsea and Onshore Pipeline*. Data –data ini dikumpulkan oleh penulis ketika melaksanakan kerja praktek dalam *project* ini yang berlokasi di Sangatta,Kutai Timut, kalimantan Timur.

Pipa bawah laut didesain dengan diameter 20’’ dan untuk menyalurkan *Diesel oil* dari kapal tanker ke tanki penyimpanan berkapasitas 75.000 cbm. Pipa ini berjenis *carbon steel*. Pada tugas akhir ini fokus pada proses pemasangan pipa bawah laut metode *push pull* yaitu pipa disambung di *barge* kemudian di tarik dari *barge* menuju darat dalam keadaan terapung di permukaan dengan bantuan *winch* yang ada di darat untuk lokasi instalasi sepanjang 1150 m.

4.1.1 Data Pipa dan Materialnya

Untuk menghitung dan menganalisa mengenai pipa dalam proses *push pull* maka dibutuhkan data- data properti pipa beserta materialnya. Data di ambil dari *project EPCIC of Mooring System and 3 km Subsea and Onshore Pipeline* PT.Dwisatu Mustika Bumi (DMB). Data-data umum yang diperoleh diantaranya meliputi diameter dan ketebalan pipa, korosi yang diijinkan, Modulus Elastisitas,Angka Poison dan Densitas Baja.

Berikut adalah data pipa dan propertiesnya yang dibutuhkan dalam analisis ini, disajikan dalam bentuk tabel :

Tabel 4.1. Data Propertis Pipa

Pipeline Design Parameter	Unit	Value
Service	-	Diesel Oil
Material	-	API 5L Grade X52 PSL2 CS SAWL
Outside Diameter (OD)	mm	508
Internal Diameter	mm	476,25
Wall Thickness	mm	15,875
Corrosion Allowance (CA)	Mm	3
SMYS	Mpa	360,0 (52,20ksi)
SMTS	Mpa	460,0 (66,70 ksi)
Poisson Ratio	-	0,3
Young Modulus pipa	Mpa	$2,07 \times 10^5$ (30022,9 ksi)
Density steel	kg/m ³	7850
Coefficient of thermal expansion	/deg C	1.1×10^{-5}
Maximum Out-of-Roundness (Ovality)	-	OD min - OD max < 3 % of OD
Design Temperature	C	50.0
Pipe Joint Length	m	12.2
Panjang pipa keseluruhan (L)	m	1150

4.1.2 External Anti –Corrosion Coating

Permasalahan korosi menjadi hal yang berpengaruh besar terhadap keberlangsungan pipeline sendiri. Ditambah dengan kondisi lingkungan yang korosif tentu akan membuat perlindungan terhadap masalah korosi ini menjadi perhatian lebih. Semakin Tebal lapisan dari *External Anti –Corrosion Coating* tentu akan memberikan penambahan berat bagi total berat keseluruhan pipa nantinya . Hal inilah nantinya akan berpengaruh terhadap penentuan berapa banyak *floater* yang dibutuhkan. Berikut adalah data *External Anti –Corrosion Coating* yang digunakan dalam *project* ini ditunjukkan dalam tabel di bawah ini.

Tabel 4.2 Data Propertis *Corrosion Coating*

Parameter	Unit	Value
Selected External Anti-Corrosion Coating	-	3-LPE
Thickness	mm	2.5
Density	Kg/m ³	958.23
Coating Cutback	mm	150 (±20)

4.1.3 Offshore Concrete Weight Coating

Dalam setiap instalasi pipa bawah laut, maka pipa akan dianjurkan untuk menggunakan lapisan beton. Spesifikasi dari beton yang harus digunakan harus disesuaikan dengan kebutuhan agar pipa nantinya bisa stabil dan tidak terpengaruh oleh gaya-gaya hidrodinamis. Berikut adalah *offshore concrete Weight coating* yang digunakan dalam *project* ini ditunjukkan dalam tabel di bawah ini.

Tabel 4.3 Data Propertis Concrete Coating

Parameter	Unit	Value
Concrete Density	Kg/m ³	3040
Concrete Coating Cutback	Mm	300 ±20
Water Absorption	%	5

4.1.4 Data Anode Cathodic Protection

Untuk mengambat terjadinya korosi pada pipeline yang menjadi permasalahan serius bagi keberlangsungan pipa. Maka diperlukan sistem *Cathodic Protection* pada *pipeline* sesuai yang dibutuhkan pipa. Dalam Proses *Push Pull* ini, berat dari anode akan menjadi berat tambahan bagi keseluruhan struktur *pipeline* pada saat terapung di permukaan. Sehingga diperlukan perhitungan berat anode keseluruhan dari *project* ini berkaitan dengan penentuan jumlah *floater* secara keseluruhan nantinya. Berikut adalah data anode yang digunakan dalam *project* ini ditunjukkan dalam tabel di bawah ini.

Tabel 4.4 Data Propertis Anode

Parameter	Unit	Value
Type and material		Bracelet Type, Galvalum III
Current Capacity	Ah/kg	2500
Efficiency (Utilization Factor)		0,8
Design Current Density	mA/m ²	20
Seawater Resistance	Ohm.cm	13
Lifetime Protection Required	Years	30
coating	mm	2,5 mm thk of 3 LPE
Length of anode	mm	387
Thickness of anode	mm	50
Minimum Net Weight	kg	82
Utilization Factor	v	0.8
Lifetime Protection Required	years	30

4.1.5 Data *Floater*

Untuk mendukung proses instalasi pipa bawah laut dengan metode *push pull* ini ,diperlukan *floater* untuk memastikan bahwa nantinya pipa dalam keadaan terapung di permukaan.Perhitungan dibutuhkan untuk menentukan jumlah *floater* yang dibutuhkan dalam instalasi ini.Berikut adalah data *floater* ditunjukkan pada tabel di bawah ini.

Tabel 4.5 Data Propertis *Floater*

Parameter	Unit	Value
Type		Tight Head Cylinder Drum
Wall Thickness	mm	1,21411
Outside diameter	mm	584,2
Volume	m3	0,208
material		ASTM A568 sheet rolled steel
Steel Density of drums	kg/m3	7850

4.1.6 Environmental Parameter

Data Lingkungan yang diperlukan berupa data gelombang, arus, kedalaman, massa jenis air laut dan kemiringan muka pantai. Berikut adalah data lingkungan yang ada dalam lokasi instalasi *pipeline* dengan metode *push pull* ditunjukkan oleh tabel di bawah ini.

Tabel 4.6 Data Lingkungan

Parameter	Unit	Value
Significant Wave Height 1 year	m	0,9
Maximum Wave Height 1 year	sec	1,67
Peak Periode (Tp)	sec	5
Current Velocity Maximum (Vc)	m/s	0,25
watdepth	m	4,5
Density of sea Water	kg/m ³	1025
Slope of Beach		0,01
gravity accelaration	m/s ²	9,81

4.2 Pembebanan Pipa

Berdasarkan DNV OS F101 *Submarine Pipeline System* (2007) menyatakan bahwa pembebanan pada pipa terbagi menjadi 2 yaitu *functional loads* dan *environmental loads*. *Functional Loads* adalah beban fisik yang terjadi pada pipa itu sendiri. Sedangkan *environmental loads* adalah beban yang diakibatkan lingkungan yang ada di sekitar pipa.

Dengan menggunakan rumus-rumus yang telah dijelaskan dalam Bab II dalam dasar teori, Berikut adalah hasil perhitungan pembebanan yang terjadi pada pipa.

Tabel 4.7 Hasil Perhitungan Pembebanan Pada Pipa

Type	Parameter	Unit	Value
20 '' OD Pipeline	Berat pipa baja	N/m	1889,110
	Berat Corrosion Coating	N/m	7,670
	Berat Concrete Coating	N/m	2636,031
	Gaya berat Pipa	N/m	4562,813
	Gaya berat pipa keseluruhan	N	5247235,511
	Gaya Apung Pipa	N/m	2966,084
	Berat Pipa tercelup	N/m	1648,133

Detail Perhitungan dari pembebanan pada pipa bisa dilihat dalam lampiran A. Dari data hasil perhitungan di atas diketahui gaya berat dari pipa saat berada di udara adalah sebesar 4562,813 N/m lebih besar dari gaya apung pipa yaitu sebesar 2966,084 N/m.

4.2.1 Perhitungan beban anode.

Prosedur perhitungan dari kebutuhan anode untuk *pipeline* dalam area *shore approach* dalam *project* ini didasarkan pada DNV RP F 103 *Cathodic Protection Of Submarine Pipeline by Galvanic Anodes*. Untuk rumus-rumus yang digunakan untuk setiap langkahnya dijelaskan dalam Bab 5 tentang *Cathodic Protection Detailed Design*.

Dari hasil perhitungan diperoleh hasil sebagai berikut :

Tabel 4.9 Hasil Perhitungan Kebutuhan Anode

Type	Parameter	Unit	Value
20 " OD Pipeline	Total Metal Surface that will be protected	m ²	1834,388
	Mean Coating breakdown factor		0,145
	Mean current demand	A	5,319
	Mass of Anode required	kg	699,011
	Recommended Use Anode	N/joint	72,747
	Mass of all anode required	N	6857,306
	Total anode required	unit	9
	Space of anode	m	127,777
	Mass of pipa + Anode	N/m	4568,776

Berdasarkan DNV RP F 103 Karena *pipeline* menggunakan coating jenis *3 Layer Polyethylene Coating* (3LPE) maka konstanta a dan b yang direkomendasikan untuk perhitungan *coating breakdown faktor* untuk jenis coating tersebut adalah a=0,1 dan b 0,003. Selain itu karena besar *internal fluid temperature* sebesar 50⁰ Celcius dengan jenis *Exposure Condition* adalah *burried pipeline*, maka besar *current Dencity* yang digunakan adalah sebesar 0,020 A/m².

Berdasar perhitungan yang telah dilakukan *cathodic design* untuk *design life* selama 30 tahun, berat yang dibutuhkan adalah 699,011 kg. Dengan *Minimum Net Weight anode* adalah 82. maka dibutuhkan sejumlah 9 unit anode untuk *pipeline* sepanjang 1150 m dengan *space* tiap anode yang di pasang adalah 127.777 m

4.2.2. Pembebanan Lingkungan Pipa dan *Floater*

Penentuan teori gelombang yang akan digunakan ,didasarkan pada grafik *region of validity* (mousselli 1981).

Berdasarkan keadaan tinggi gelombang *significant*,periode gelombang dan kedalaman di lokasi instalasi , maka di dapatkan hasil matematis yang di sesuaikan dengan grafik tersebut. Dari hasil yang telah dilakukan didapat bahwa teori gelombang yang digunakan adalah teori gelombang stokes orde 2.

Dalam orde stokes 2 yang dijelaskan dalam DNV-RP-C250 *Environtmental Conditions and Environtmental Loads* didapatkan persamaan untuk mencari kecepatan gelombang dan arus efektif. Dalam pehitungan yang telah dilakukan didapatkan besar kecepatan gelombang efektif dan kecepatan arus efektif untuk pipa sebesar 0,555 m/s dan 0,160 m/s. Sedangkan untuk *floater* didapatkan hasil kecepatan gelombang efektif dan kecepatan arus efektif sebesar 0,559 m/s dan 0,148 m/s

Setelah di dapatkan kecepatan gelombang dan arus efektif digunakan untuk mencari besar *reynold number*. Dari *reynold number* tersebut di dapatkan besar *coefficient drag* sebesar ,*coefficient inersia* dan *coefficient lift*. Sehingga dari *coefficient* tersebut didapatkan bisa untuk menemukan besar gaya drag dan gaya inersia serta gaya *lift* yang terjadi.

Setelah dilakukan perhitungan dengan formulasi yang ada didapatkan hasil ,besar gaya yang terjadi untuk pipa gaya drag sebesar 33,724 N/m dan Gaya Inersia sebesar 176,284 N/m. Sedangkan Untuk *floater* besar gaya drag sebesar 32,634 N/m dan Gaya Inersia sebesar 148,633 N/m.

Dari *drag force* dan *inertia force* dapat dihitung gaya hidrodinamis yang mengenai pipa dan floater dengan menggunakan rumus Morison sebagai berikut :

$$F = F_d + F_i$$

Berikut adalah hasil perhitungan pembebanan lingkungan yang terjadi pada pipa dan floater

Tabel 4.10. Hasil perhitungan pembebanan lingkungan pada pipa.

Type	Parameter	Unit	Value
20 " OD Pipeline	Kecepatan Gelombang efektif	m/s	0,555
	Kecepatan Arus Efektif	m/s	0,160
	Gaya Drag Pipa	N/m	33,724
	Gaya Inersia Pipa	N/m	176,284
	Gaya Lift Pipa	N/m	70,699

Tabel 4.11. Hasil perhitungan pembebanan lingkungan pada floater.

Type	Parameter	Unit	Value
Tight Head Cylinder Drum	Kecepatan Gelombang efektif	m/s	0,559
	Kecepatan Arus Efektif	m/s	0,148
	Gaya Drag Pipa	N/m	32,634
	Gaya Inersia Pipa	N/m	148,633
	Gaya Lift Pipa	N/m	65,761

Sehingga didapatkan hasil gaya Hidrodinamis yang terjadi pada Pipa sebesar 210,009 N/m dan Gaya Hidrodinamis yang terjadi pada *floater* sebesar 181,268 N/m.

4.3 Kebutuhan Pelampung (*floater*)

4.3.1 Perhitungan Jumlah *Floater* Yang dibutuhkan

Dengan adanya tambahan jumlah anode maka akan menambah berat keseluruhan *Pipeline*. Hal ini berpengaruh terhadap penentuan jumlah *floater* yang dibutuhkan. Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan didapat hasil bahwa besar berat total *pipeline* dan *anode* adalah 4568,776 N/m. Setelah ditemukan berat *pipeline* dan anode keseluruhan, berikut adalah hasil pengecekan berat *pipeline* beserta *anode* dan gaya apung *pipeline* sendiri untuk mengetahui apakah dibutuhkan buoyancy tambahan (*floater*) pada *pipeline* selama instalasi.

System Check

$\text{sys_check} := \text{if}(w_{\text{dryp}} < f_b, \text{"Floats is not Required"} , \text{"Floats is Required to reduce pulling force"})$

$$W_p = 4568,776 \text{ N.m}^{-1}$$

$$F_{bp} = 2966,084 \text{ N.m}^{-1}$$

$$\text{sys_check} = \text{Floats is Required to reduce pulling force}$$

$$\text{Buoyancy Requirement} = B_f = (w_p - F_{bp}) = 1602,692 \text{ N.m}^{-1}$$

Berdasarkan hasil pengecekan di atas, di dapat hasil bahwa untuk mendukung proses instalasi dengan metode *push pull* ini, di mana selama instalasi *pipeline* harus dalam keadaan terapung di permukaan air laut, maka didapatkan hasil pengecekan yaitu *Floats is Required to reduce pulling force* yang berarti diperlukan *floater* tambahan agar proses instalasi bisa dilakukan.

Setelah didapat hasil pengecekan bahwa dibutuhkan *floater* tambahan untuk mengapungkan *pipeline* selama instalasi, maka dilakukan perhitungan berapa jumlah *floater* yang dibutuhkan selama instalasi untuk *floater* yang digunakan adalah jenis *Tight Head Drums*.

Perhitungan secara mendetail untuk penentuan jumlah *floater* dijelaskan dalam lampiran B.

Berdasarkan hasil perhitungan awal yang telah dilakukan didapatkan hasil bahwa besar *float drum buoyancy* per unit adalah 2117,435 N. Dengan *Bouyancy required* yaitu sebesar 1602,692 N.m⁻¹ dalam sistem pengecekan di atas atau 1843095,963 N untuk pipeline sepanjang 1150 m, maka jumlah *floater* yang dibutuhkan adalah 896 unit.

Dengan penambahan *floater* pada pipeline artinya terdapat penambahan bouyancy pada pipeline dan juga berat tambahan dari berat *floater* sendiri.

Maka dilakukan pengecekan secara keseluruhan apakah *buoyancy* gabungan *pipeline* dan *floater* sudah lebih besar dari berat gabungan *pipeline* dan *floater*. Berikut adalah hasil pengecekan yang telah dilakukan.

Buoyancy Overall Check

Bouyancy force of floater

$$B_{fa} = 1897222,62 \quad \text{N}$$

|
mass of all floater

$$M_{fa} = 164700,695 \quad \text{N}$$

$$f_{\text{tot}} = f_b + B_{fa} > \begin{matrix} W_g = M_{\text{ov}} + \\ M_{fa} \end{matrix}$$

$$5254092,818 > 5418793,513$$

Not
OK

Berdasarkan hasil tersebut didapat hasil bahwa *gaya buoyancy total* (f_{tot}) ternyata masih lebih kecil dari berat gabungan pipa dan *floater*. Maka dilakukan penambahan jumlah *floater* lagi untuk memenuhi kekurangan *buoyancy*. Jumlah *floater* yang ditambahkan dengan membagi jumlah *buoyancy* yang dibutuhkan dibagi dengan besar *buoyancy floater* per unit.

additional floater required

$$\begin{array}{rcl}
 f_{re2} & = & 77,783 \\
 f_{re2} & = & 78 \quad \text{unit} \\
 \text{total floater} & = & 974 \quad \text{unit}
 \end{array}$$

Setelah ditemukan hasil *floater* yang dibutuhkan berdasarkan jumlah *buoyancy* yang dibutuhkan, maka dilakukan pengecekan ulang kembali secara keseluruhan. Berikut adalah hasil perhitungan ulang dengan jumlah *floater* yang bertambah sebanyak 78 unit.

Buoyancy Overall check

Bouyancy force of floater

$$B_{fa} = 2062382,625 \quad \text{N}$$

mass of all floater

$$M_{fa} = 179038,478 \quad \text{N}$$

$$\begin{array}{rcl}
 & & W_g = M_{ov} + \\
 f_{btot} = f_b + B_{fa} & > & M_{fa} \\
 5473379,480 & > & 5433131,296 \quad \text{ok}
 \end{array}$$

Berdasarkan hasil tersebut bahwa *Gaya Buoyancy Total* (f_{btot}) lebih besar dari berat keseluruhan pipa dan floater sehingga sudah memenuhi.yaitu jumlah *floater* yang dibutuhkan untuk mengapungkan *pipeline* di permukaan air laut.

$$\begin{array}{rcl}
 \text{Total number of Floater Required} & = & 974 \quad \text{unit} \\
 \text{number floater per joint} & = & 10,252 \quad \text{unit/joint} \\
 & = & 11 \quad \text{unit/joint}
 \end{array}$$

Hasil Perhitungan konfigurasi *floater* ditunjukkan pada tabel di bawah ini:

Tabel 4.12 Hasil Perhitungan konfigurasi *floater*

Jenis Pelampung	Parameter	Unit	Value
Tight Head Cylinder Drum	Estimated Cylinder drum mass in air per unit length	kg/m	16,955
	Estimated weight of drum head	kg/m	6,050
	Float drum weight in air per unit length	N/m	225,689
	Float drum weight in air per unit	N	183,817
	Float drum Buoyancy	N/m	2599,770
	Displacement Pipa dan Pelampung	m ³	548,330
	Float drum buoyancy per unit	N	2117,435
	Overall weight (pipe + anode)	N	5254092,818
	Floater Required	unit	1002

4.3.2 Perhitungan *draught calculation*

Perhitungan secara lengkap terdapat dalam lampiran B. Dengan jumlah *floater* yang telah ditemukan maka dilakukan perhitungan *draught* dengan berat masing-masing pipa dan *floater* dan *buoyancy*.

Tabel 4.13 Hasil Perhitungan *Draught Calculation*

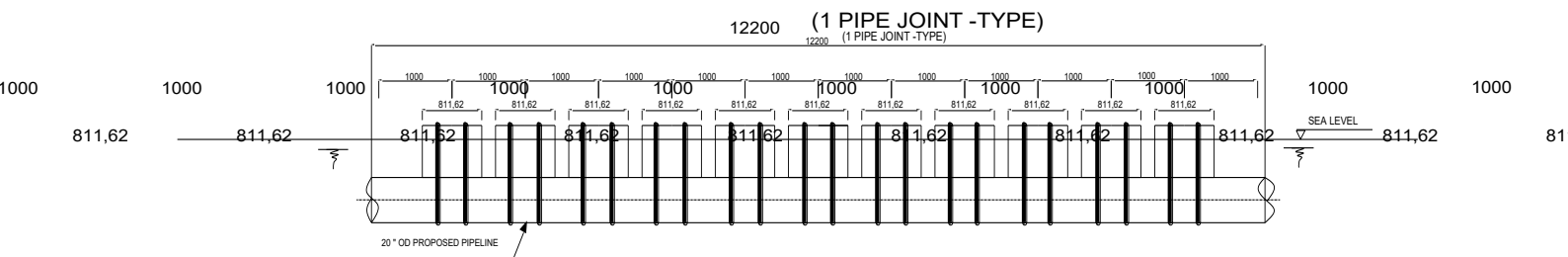
Type	Parameter	Unit	Value
20 " OD Pipeline	Displacement (V)	m ³	0,476
	Total height (Htot)	m	1,185
	Pipa Tot Volume per m (Vpt)	m ³	0,294
	Folater volume per m (Vft)	m ³	0,255
	Draught (t)	m	1,094

Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan didapatkan hasil bahwa *displacement* per meter untuk pipa dan *floaters* adalah sebesar 0,476 m³. Dengan besar volume dari pipa dan *floaters* masing masing adalah 0,294 m³ dan 0,255 m³, maka didapatkan hasil bahwa besar *draught* yang terjadi adalah sebesar 1,094 m dengan tinggi gabungan pipa dan *floaters* adalah 1,185 m.

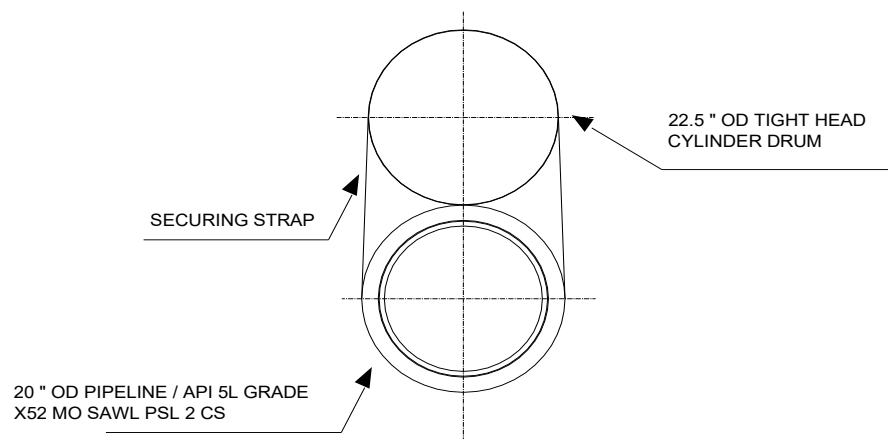
4.3.3 Penyusunan *Buoyancy Arrangement*

Penyusunan *buoyancy arrangement* ini meliputi ukuran pelampung, jarak antar pelampung (*floaters*) dalam satu joint dan sarat pelampung dan pipa.

Sketsa penyusunan *bouyancy arrangement* adalah sebagai berikut :



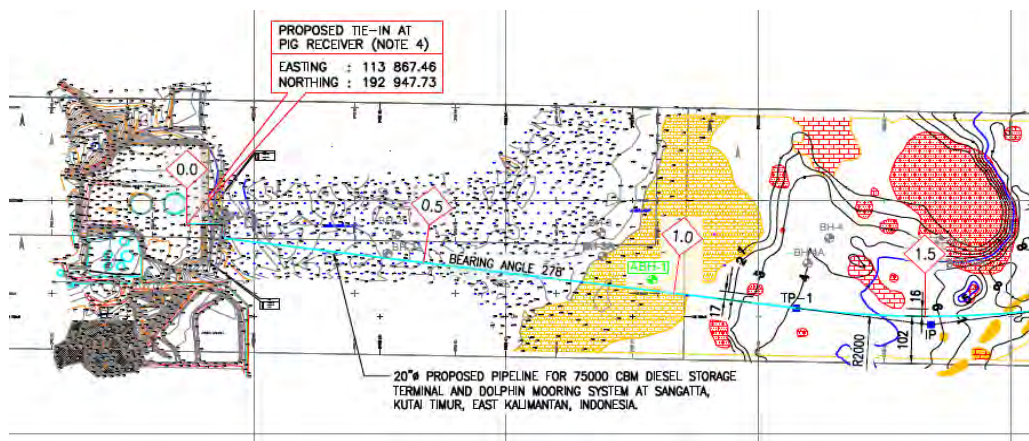
Gambar 4.1 Konfigurasi Pelampung dalam 1 pipe joint tampak samping



Gambar 4.2 Konfigurasi Pelampung dalam 1 pipe joint tampak depan

4.4 Gaya Tarik (*Pulling Force*)

Dalam pelaksanaan instalasi pipeline dengan metode *push pull* penarikan dari *pipeline* selama instalasi dilakukan tiap 12,2 m (tiap penyambungan *pipeline*). Perhitungan besar Gaya Tarik atau *pulling force* yang dibutuhkan selama instalasi dipengaruhi oleh berbagai gaya diantara koefisien gesekan yang terjadi pada *roller* dan dinding *trench* apabila defleksi *pipeline* menyentuh dinding *trench*, gaya *drag frontal area* dari pipa dan *floater* dan juga kecepatan tarikan. Berikut adalah *layout* dari *pipeline overall layout push pull*



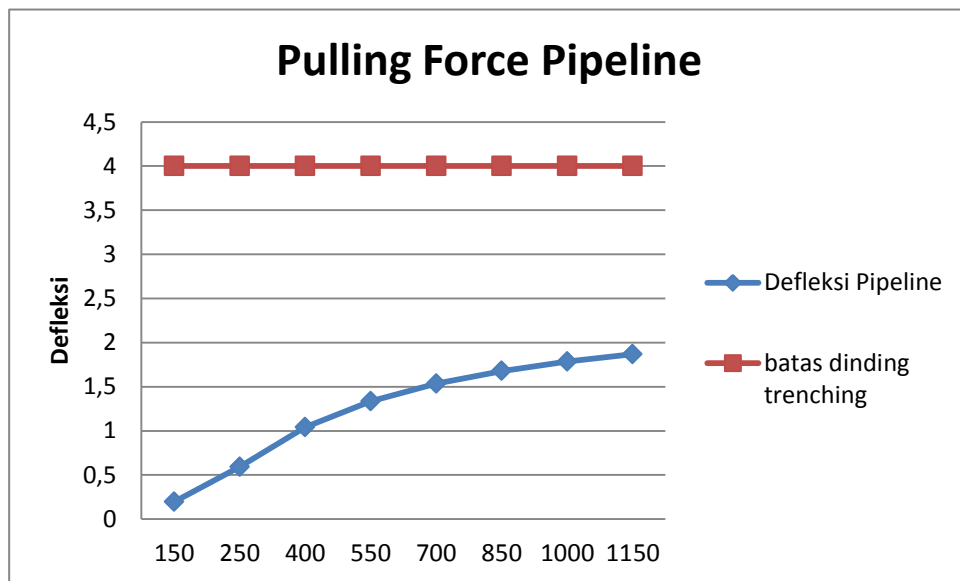
Gambar 4.3 Layout lokasi instalasi *pipeline* dengan metode *push pull* (PT.DMB,2015)

Karena rute dari proses *push pull* ini terdiri dari 150 m area pantai dan 1000 m area *trench* yang mempunyai lebar 8m maka dilakukan proses perhitungan untuk mengetahui apakah selama proses instalasi *pipeline* dan *floater* menyentuh dari dinding *trench* yang akan berpengaruh terhadap besar *puling force* karena gesekan antara *pipeline/floater* dengan *dinding trench* atau defleksi yang terjadi tidak sampai menyentuh dinding *trench*.

Berikut adalah hasil dari besar defleksi yang terjadi pada *pipeline* selama instalasi akibat beban-beban yang ada.

Tabel 4.14 Hasil Perhitungan Defleksi *Pipeline*

Panjang Pipeline	Unit	Besar Defleksi	Batas Dinding Trench dari titik tengah	Unit
150 m	m	0,196	4	m
250 m	m	0,591	4	m
400 m	m	1,041	4	m
550 m	m	1,335	4	m
700 m	m	1,534	4	m
850 m	m	1,677	4	m
1000 m	m	1,785	4	m
1150 m	m	1,868	4	m



Gambar 4.4 Grafik defleksi *pipeline* dan batas dinding *trench*

Berdasarkan hasil perhitungan defleksi selama proses instalasi didapat bahwa defleksi tertinggi sebesar 1,868 m. Berdasarkan hasil tersebut karena kurang dari 4 m dari titik tengah Area *trench* maka selama instalasi *pipeline* dan *float*er tidak menyentuh tanah sehingga tidak ada gaya gesekan yang terjadi antara *pipeline* dan dinding *trench*.

Setelah didapat kepastian tidak adanya gesekan antara pipa dan dinding *trench*, maka besar gaya pulling force yang dibutuhkan dipengaruhi oleh gaya-gaya antara lain gaya gesek antara *pipeline* dengan *roller* selama berada di PLB Alpha DMB 88, gaya *drag* yang terjadi antara pipa dan air laut, dan juga gaya *drag* yang terjadi antara *floater* dan air laut. Hasil perhitungan gaya tarik yang dibutuhkan selama instalasi disajikan dalam bentuk tabel sebagai berikut :

Tabel 4.15. Hasil perhitungan *Pulling Force*

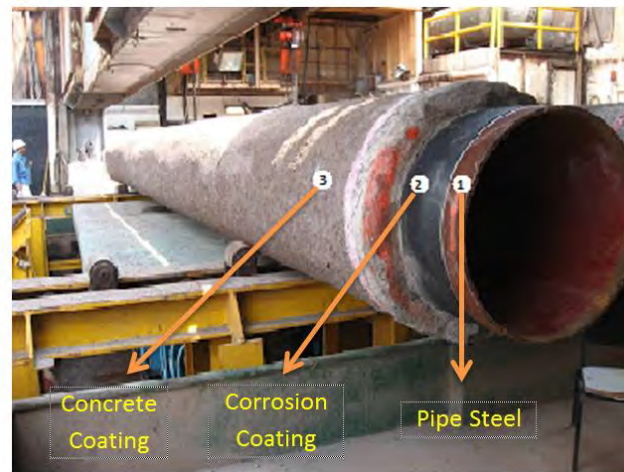
Parameter	Unit	Value
Gaya Gesek maksimal akibat roller	N	168702,797
Gaya Drag frontal Area Pipe maksimal di permukaan air laut	N	8,166
Gaya Drag Frontal Area floater maksimal di permukaan air laut	N	5301,529
Besar <i>Pulling Force</i>	N	174012,492

Dari Tabel 4.15. Besar gaya gesek maksimal yang terjadi antara *pipeline* dan *roller* yang ada di Barge Alpha DMB 88 adalah sebesar 168702,797 N. Besar Gaya drag yang terjadi antara pipa dan air laut (*frontal Area pipe*) adalah 8,166 N. Karena jumlah *floater* yang dipasang pada *pipeline* lebih dari satu, dan tiap *floater* memberikan gaya drag maka ,untuk kondisi maksimal besar gaya drag yang terjadi pada *floater* (*frontal area of floater*) adalah sebesar 5343,0194 N.

Berdasarkan besar dari gaya gesek antara *pipeline* dan *roller*, gaya drag yang terjadi pada *pipeline* dan gaya drag yang terjadi pada *floater*, dapat dihitung gaya tarik maksimum yang dibutuhkan untuk menarik *pipeline* dalam proses *push pull* ini adalah sebesar 174053,983 N atau 17,74 ton.

4.5 Transformasi Material

Pipa yang akan di instal memiliki berbagai lapisan bahan yang terkandung, lapisan tersebut yaitu lapisan material *steel pipeline* yang kemudian dilapisi dengan *corrosion coating* jenis 3LPE yang kemudian dilapisi lagi dengan lapisan *Concrete coating* .Perhitungan dilakukan untuk memberikan asumsi kesamaan bahan pada saat analisa struktur.



Gambar 4.5 Lapisan bahan yang terkandung dalam *pipeline*

Berikut ini hasil perhitungan transfomasi pipa disajikan dalam bentuk tabel sebagai berikut :

Tabel 4.16 Hasil Perhitungan transformasi material

Parameter	Unit	Value
Tebal Corrosion Coating Transformasi	m	0,000046
Tebal Concrete Coating Transformasi	m	0,050
Tebal pipa keseluruhan transformasi	m	0,608
Luas Area Transformasi	m ²	0,112
Inersia Transformasi	m ²	0,0041

4.5.1. ijin tarik beton

Perhitungan besar ijin tarik beton dilakukan untuk melakukan pengecekan apakah selama instalasi *push pull* dengan *puling force* yang telah dilakukan, lapisan *concrete* yang ada mengalami *fracture* atau tidak.

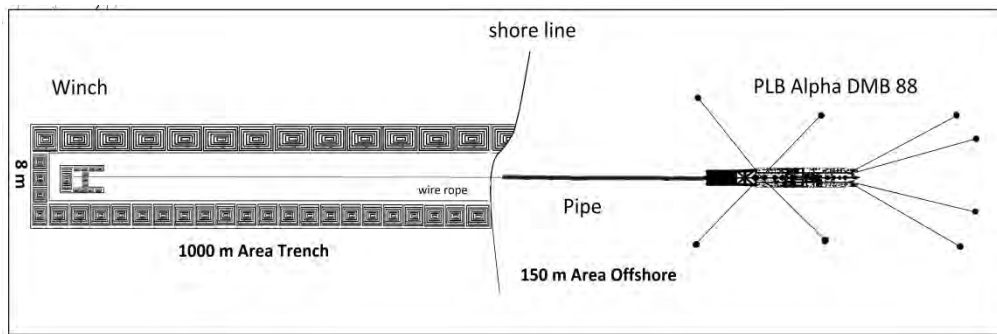
Besar kuat tekan *concrete* (f_c') biasanya didapatkan dengan melakukan pengujian standar di laboratorium, namun karena data yang didapat adalah modulus young dari Beton, maka nilai tersebut digunakan untuk memperkirakan besar kuat tekan *concrete* (f_c').

Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan dengan nilai modulus young 29055 mpa dan density 3040 kg.³ di dapatkan nilai dari f_c' adalah 146,561 Mpa.

Dari nilai F_c tersebut didapatkan nilai tegangan ijin tarik beton sebesar 6,053 Mpa. Setelah diketahui tegangan ijin tarik beton maka didapatkanlah besar ijin tarikan *concrete* ($F_{pull \text{ Ijin}}$) adalah sebesar 302655,9 N atau 30,862 ton.

4.6. Simulasi Proses *Push Pull*

Pada proses *push pull* pipa akan menerima beban yang beragam. Hal ini karena pipa menerima beban yang dinamis. Metode *push pull* ini digunakan untuk penginstalan pipa dari *offshore* menuju *land fall point*.



Gambar 4.6 tampak atas sketsa instalasi pipeline metode push pull

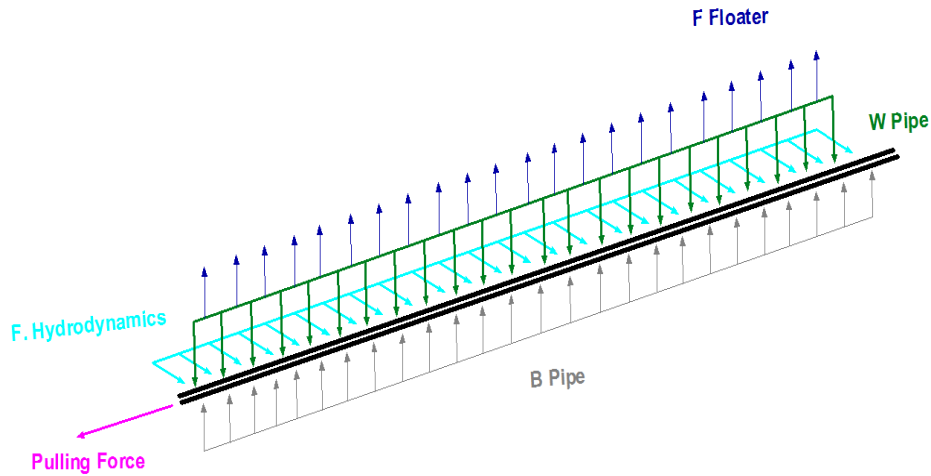
Dalam pengerjaan instalasi *pipeline* dengan metode *push pull* ini dibagi menjadi 2 tim. Tim yang pertama yang berada pada PLB Alpha DMB 88 yang bertugas sebagai *transmitter* pipa. Tim yang kedua berada pada *land fall point* yang bertugas sebagai *receiver* pipa.

Dalam pelaksanaannya pipa ditarik dari *land fall point* bersamaan dengan dilepaskannya pipa oleh tim yang pertama. Pipa ditarik secara bertahap yaitu tiap sambungan sampai nantinya pipa mencapai *land fall point*.

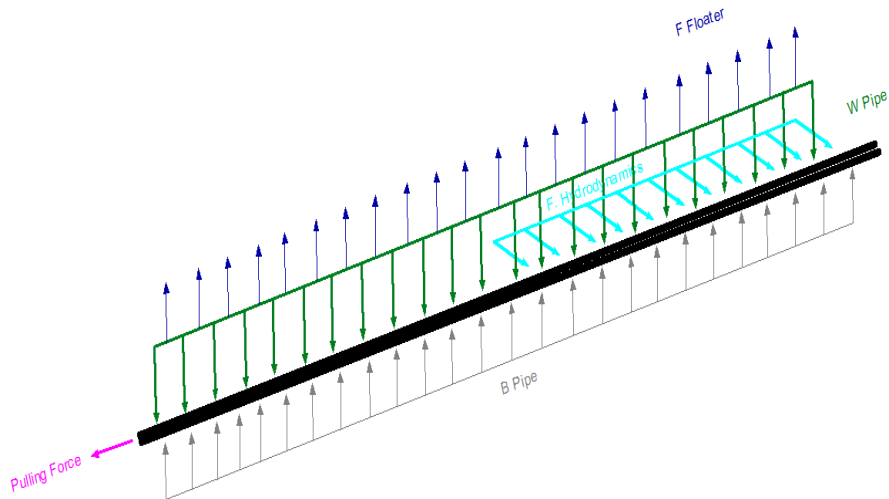
Sebelum proses instalasi *pipeline* dengan metode *push pull* dilaksanakan, *pre trenching* yaitu metode pembuatan parit (*trenching area*). Pembuatan *trench* ini dilakukan karena posisi PLB dan *Land fall point* yang terlalu jauh. *Trench* yang dibuat nantinya mendukung proses *push pull* dengan ketinggian dan lebar yang ideal agar pipa bisa terapung dan tidak bergesekan dengan dinding *trench* pada saat instalasi. Pembuatan *trench* ini bertujuan untuk mengurangi besar tarikan yang menentukan jenis kapasitas *winch* dan juga berkaitan dengan tegangan *pipeline* secara axial. Oleh karena itulah dilakukan penentuan besar *trench* yang ideal sebelum proses *push pull* ini dilakukan.

4.7. Perhitungan Tegangan Pipa

Perhitungan Tegangan pipa berdasarkan *free body diagram* proses *push pull* pipa sebagai berikut :



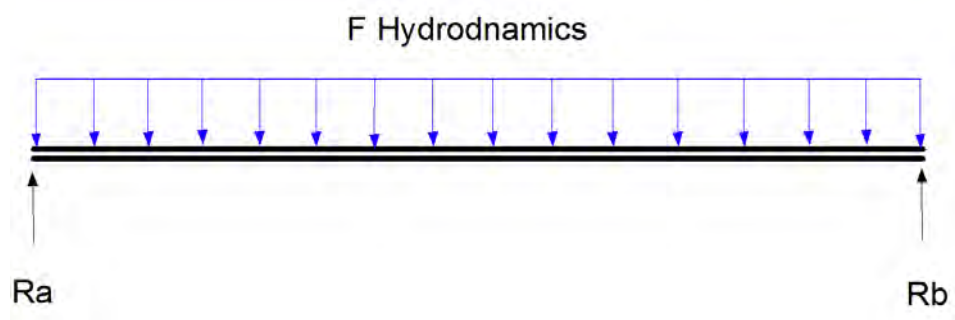
Gambar 4.7 Free Body Diagram isometrik proses *push pull* untuk panjang *pipeline* <150m



Gambar 4.8 Free Body Diagram isometrik proses *push pull* untuk panjang *pipeline* > 150m

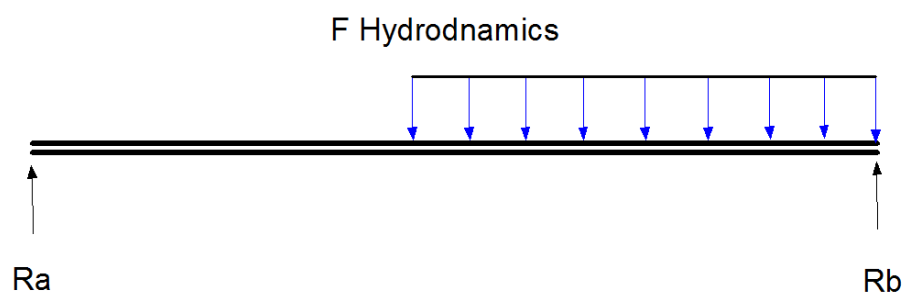
Untuk Memperjelas *free Body* diagram , berikut adalah *free body* diagram untuk tampak atas dan tampak samping

Untuk *length Pipeline* <150 m



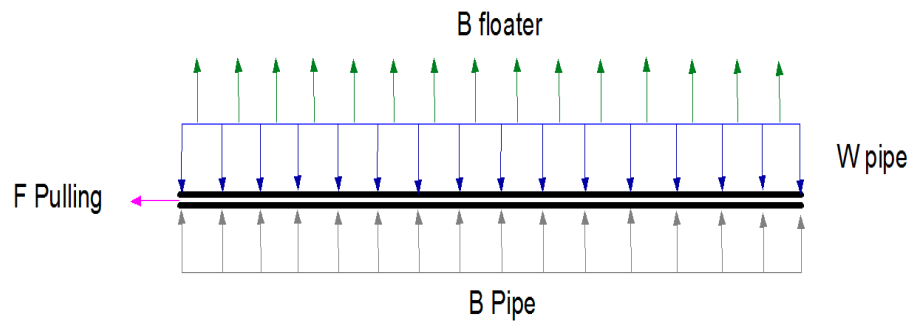
Gambar 4.9 *Free Body* Diagram tampak atas proses *push pull* untuk panjang *pipeline* < 150m

Untuk *length Pipeline* >150 m



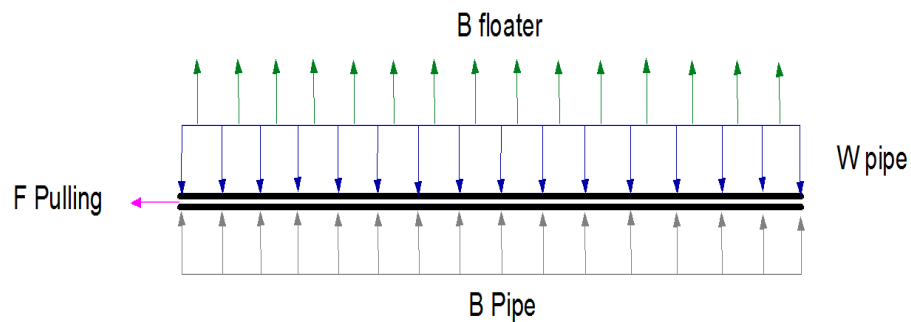
Gambar 4.10 *Free Body* Diagram tampak atas proses *push pull* untuk panjang *pipeline* > 150m

Untuk length *Pipeline* <150 m



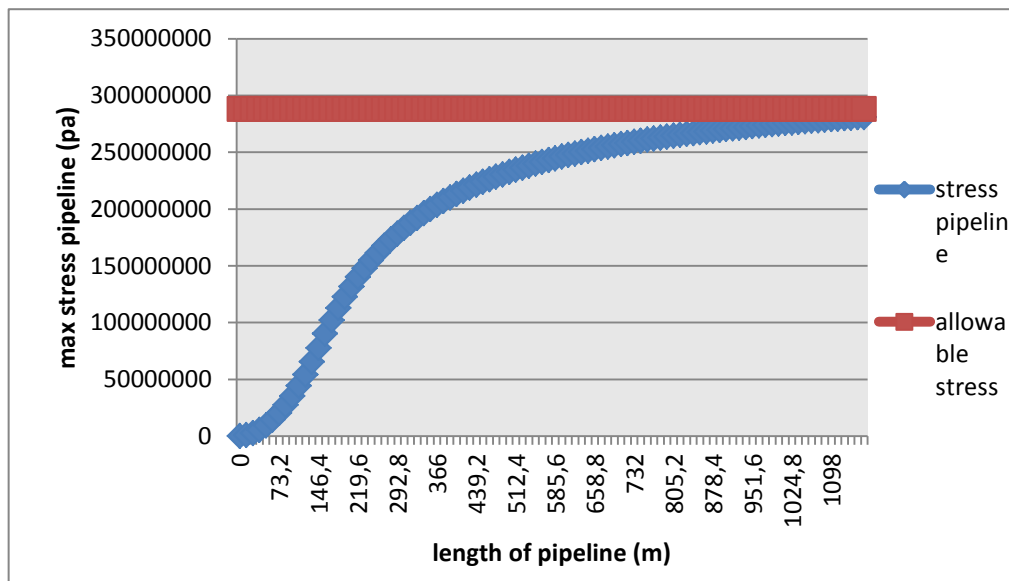
Gambar 4.11 *Free Body Diagram* proses *push pull* tampak samping untuk panjang *pipeline* < 150m

Untuk length *Pipeline* > 150 m



Gambar 4.12 *Free Body Diagram* proses *push pull* tampak samping untuk panjang *pipeline* > 150m

Dari *free body diagram* di atas dapat dilihat bahwa gaya gaya yang bekerja pada *pipeline* antara lain Gaya *Hydrodynamics* yang bekerja tegak lurus dengan *pipeline* , Gaya *Pulling Force* yang *inline* dengan *pipeline*,Gaya *Buoyancy pipeline* dan *floater* serta Gaya berat dari *pipeline* yang arahnya saling berlawanan.



Gambar 4.13. Grafik Distribusi Tegangan pada saat instalasi *Pipeline*

Pada grafik di atas, grafik yang berwarna biru merupakan distribusi tegangan maksimal yang terjadi pada *pipeline* selama proses instalasi, sedangkan yang berwarna merah merupakan *allowable stress* dari *pipeline* berdasarkan B.31.8.

Berdasarkan hasil di atas bisa disimpulkan bahwa semakin panjang *pipeline* yang di instal maka tegangan yang terjadi semakin besar.

Dalam Grafik tersebut terlihat bahwa ketika *pipeline* telah mencapai panjang maksimal dalam instalasi *push pull* yaitu 1150 m, tegangan yang terjadi masih di bawah *allowable stress pipeline* yaitu besar *stress* maksimalnya adalah 281026175,9 pascal sedangkan *allowable stress* dari *pipeline* adalah sebesar 288000000 pascal. Sehingga berdasarkan hasil ini dapat disimpulkan bahwa selama proses instalasi ini *pipeline* bisa berjalan dengan aman dengan tegangan *von mises* maksimum pada *pipeline* sebesar 78% dari SMYS.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

PERHITUNGAN BEBAN PIPA

DATA PIPA

Pipe Outside Diameter

$$(OD) := 508\text{mm} := 0,508 \text{ m}$$

Pipe Inside Diameter

$$(ID) := 476,25\text{mm} := 0,47625 \text{ m}$$

wall thickness pipe

$$(t_{st}) := 15,875\text{mm} := 0,015875 \text{ m}$$

corrosion coating thickness

$$(t_{cr}) := 2,5\text{mm} := 0,0025 \text{ m}$$

Concrete Coating Thickness

$$(t_{conc}) := 50\text{mm} := 0,05 \text{ m}$$

Density of steel pipe

$$(\rho_{st}) := 7850 \text{ kg.m}^{-3}$$

Density of corrosion coating

$$(\rho_{corr}) := 958,23 \text{ kg.m}^{-3}$$

Density of Concrete Coating

$$(\rho_{cc}) := 3040 \text{ kg.m}^{-3}$$

Density of sea water

$$(\rho_{sw}) := 1025 \text{ kg.m}^{-3}$$

Panjang pipa keseluruhan

$$(L_{sa}) := 1150 \text{ m}$$

$$\text{gravitasi (g)} := 9,81\text{m.s}^{-2}$$

Diameter Total Pipa

$$D_{tot} := OD + (2 \cdot t_{cr}) + (2 \cdot t_{conc})$$

$$D_{tot} := 508 + (2 \cdot 2,5) + (2 \cdot 50)$$

$$D_{tot} := 613 \text{ mm}$$

$$D_{tot} := 0,613 \text{ m}$$

Berat Steel Pipe

$$W_{st} := \left(\frac{\pi}{4} \right) \cdot [OD^2 - ID^2] \cdot \rho_{st}$$

$$W_{st} := \left(\frac{3,14}{4} \right) \cdot [5082 - 476,32] \cdot 7850$$

$$W_{st} := 192,5699274 \text{ Kg.m}^{-1}$$

$$W_{st} = 1889,110987 \text{ N.m}^{-1}$$

Berat Corrosion Coating

$$W_{cr} := \left(\frac{\pi}{4} \right) \cdot [(OD + 2 \cdot t_{corr})^2 - OD^2] \cdot \rho_{corr}$$

$$W_{cr} := \left(\frac{3,14}{4} \right) \cdot [(508 + 2 \cdot 2,5)^2 - OD^2] \cdot 958,2$$

$$W_{cr} := 3,840034858 \text{ Kg.m}^{-1}$$

$$W_{cr} := 37,67074195 \text{ N.m}^{-1}$$

Berat Concrete Coating

$$W_{cc} := \left(\frac{\pi}{4} \right) \cdot [(OD + 2 \cdot t_{corr} + 2 \cdot t_{conc})^2 - (OD + 2 \cdot t_{corr})^2] \cdot \rho_{cc}$$

$$W_{cc} := \left(\frac{3,14}{4} \right) \cdot [(508 + 2 \cdot 2,5 + 2 \cdot 50)^2 - (508 + 2 \cdot 2,5)^2] \cdot 3040$$

$$W_{cc} := 268,70864 \text{ Kg.m}^{-1}$$

$$W_{cc} := 2636,031758 \text{ N.m}^{-1}$$

Berat pipa

$$W_p := W_{st} + W_{corr} + W_{cc}$$

$$W_p := (192,5699274) + (3,840034858) + (268,70864)$$

$$W_p := 465,1186022 \text{ kg.m}^{-1}$$

$$W_p := 4562,813488 \text{ N.m}^{-1}$$

Berat Pipe keseluruhan

$$W_u := W_p \cdot L$$

$$W_u := (465,1186022) \cdot (1150)$$

$$W_u := 534886,3925 \text{ Kg}$$

$$W_u := 5247235,511 \text{ N}$$

Volume pipa tercelup

$$V_p := \left(\frac{\pi}{4}\right) \cdot D_{tot}^2 \cdot L$$

$$V_p := (3,14/4) \cdot (0,613)^2 \cdot (1150)$$

$$V_p := 339,2254648 \text{ m}^3$$

Gaya Apung pipa

$$F_{bp} := \rho_{sw} \cdot g \cdot V$$

$$F_{bp} := (1025) \cdot (9,81) \cdot (339,2254648)$$

$$F_{bp} := 3410996,854 \text{ N}$$

$$F_{bp} := 2966,084221 \text{ N.m}^{-1}$$

DATA ANODE DAN PIPA

Outside Diameter

(OD) of Pipe :mm508 := 0,508 m

overall Length of pipeline

(L_{sa}) :=m 1150

Anode Type :=Bracelet Type, Galvalum III

Current Capacity

(u) :=2500 Ah.kg⁻¹

Utilization Factor

(ϵ) :=0,8

Design Current Density

(i_{cm}) :=0,02 A.m⁻²

Seawater Resistance :=13 Ohm.cm

Lifetime Protection Required

(t_f) :=30 Years

Length anode := 387 mm

thickness anode :=50 mm

Net Weight per Anode :=82 kg :=804,42 N

Total metal surface that will be protected

$$A_c := \pi \cdot D_s \cdot L$$

$$A_c := (3,14) \cdot (0,508) \cdot (1150)$$

$$A_c := 1834,388 \text{ m}^2$$

mean coating breakdown factor

$$f_{cm} := a + 0.5 \cdot b \cdot t_f$$

$$f_{cm} := (0,1) + ((0,5) \cdot (0,003) \cdot (30))$$

$$f_{cm} := 0,1450$$

mean current demand

$$I_{cm} := A_c \cdot f_{cm} \cdot i_{cm}$$

$$I_{cm} := (1834,388) \cdot (0,1450) \cdot (0,020)$$

$$I_{cm} := 5,3197252A$$

Mass of anode required

$$M_a := \frac{I_{cm} \cdot 8760 \text{ hrs. Protection lifetime (tf)}}{\text{Current cap (u) . Utilization factor (} \varepsilon \text{)}}$$

$$M_a := \frac{(5,319725) \cdot (8760) \cdot (30)}{(2500) \cdot (0,8)}$$

$$M_a := 699,0118913 \text{ kg}$$

RECOMMENDED

$$\text{use anode} := 0,607836427 \text{ kg.m}^{-1}$$

$$:= 5,962875351 \text{ N.m}^{-1}$$

$$:= 72,74707928 \text{ N/joint}$$

$$\text{5mass of all anode required} := 6857,306653N$$

$$\text{total anode required} := 8,52453526 \text{ unit}$$

$$:= 9 \text{ unit}$$

$$\text{Space of anode} := 127,7777778 \text{ m}$$

$$\text{mass of pipa + Anode} := 4568,776363 \text{ N.m}^{-1}$$

Table A.1: Recommendations for constants "a" and "b" to be used for calculation of coating breakdown factors associated with specific linepipe coating systems as defined in DNV-RP-F106.

(Maximum temperatures refer to continuous operation and are indicative only. Manufacturer's recommendations shall always apply. For coatings with an inner layer of FBE and operating temperatures above 90°C, adequate properties shall be documented by pre-qualification and/or PQI. The same applies for polychloroprene based coatings at operating temperatures above 90°C)

Linepipe Coating Type	DNV-RP-F106 CDS	Concrete Weight Coating	Max. Temperature (°C)	a x100	b x100
Glass Fibre Reinforced Asphalt Enamel	No. 5	yes	70	0.3	0.01
Glass Fibre Reinforced Coal Tar Enamel	No. 6	yes	80	0.3	0.01
3-layer FBE/PE	No. 2	yes	80	0.1	0.003
Multi-Layer FBE/PP	No. 4	no	140	0.03	0.001
Polychloroprene	No. 7	no	90	0.1	0.01

Note: x100 in the heading of the two columns to the right means that all figures in these columns have been multiplied by a factor of 100, i.e. before use in eqns. (2) or (4), the numbers shall be multiplied with a factor 10⁻².

Table 5-1 Recommended design mean current densities (in A/m²) as a function of internal fluid temperature

Exposure Condition	Internal Fluid Temperature (°C)			
	≤ 50	>50 - 80	>80 - 120	>120
Non-Buried ^(*)	0.050	0.060	0.070	0.100
Buried ^(*)	0.020	0.025	0.030	0.040

Dnv-Rp-F103 : Cathodic Protection Of Submarine Pipelines By Galvanic Anodes

System Check

$\text{sys_check} := \text{if}(\text{wdryp} < \text{fb}, \text{"Floats is not Required"} , \text{"Floats is Required to reduce pulling force"})$

$$W_{pa} = 4568,77636 \text{ N/m}$$

$$F_{bp} = 2966,08422 \text{ N/m}$$

$$\text{sys_check} = \text{Floats is Required to reduce pulling force}$$

$$\begin{array}{l} \text{Buoyancy} \\ \text{Requirement} \end{array} = B_j = (w_{pa} - F_{bp}) = 1602,692142 \text{ N/m}$$

PERHITUNGAN GAYA

1.PIPE CALCULATION

Diameter Internal

$$(ID) := D - 2t_{st}$$

$$ID := 476,25 \text{ mm} := 0,47625 \text{ m}$$

Diameter Corrosion Coating

$$(D_{corr}) := D + 2t_{cr}$$

$$D_{corr} := 513 \text{ mm} := 0,513 \text{ m}$$

Diameter concrete Coating

$$(D_{conc}) := D + 2t_{conc}$$

$$D_{conc} := 608 \text{ mm} := 0,608 \text{ m}$$

Diameter Total

$$(D_{tot}) := D + 2t_{cr} + 2t_{conc}$$

$$D_{tot} := 613 \text{ mm} = 0,613 \text{ m}$$

Berat pipa (tanpa coating)

$$(W_{st}) := \frac{\pi(OD^2 - ID^2)\rho_{st}}{4}$$

$$(W_{st}) := 192,5699274 \text{ kg.m}^{-1}$$

Berat Corrosion Coating

$$(W_{corr}) := \frac{\pi(D_{corr}^2 - OD^2)\rho_{corr}}{4}$$

$$(W_{corr}) := 3,840034858 \text{ kg.m}^{-1}$$

Berat Concrete Coating

$$(W_{conc}) := \frac{\pi(D_{conc}^2 - D_{corr}^2)\rho_{conc}}{4}$$

$$(W_{conc}) := 268,70864 \text{ kg.m}^{-1}$$

Berat Total

$$(W_t) := (W_{st} + W_{corr} + W_{conc}) \text{ g}$$

$$(W_t) := 4562,813488 \quad \text{N.m}^{-1}$$

Buoyancy

$$(F_{bp}) := \frac{\pi(D_{conc}^2)\rho_{sw}.g}{4}$$

$$(F_{bp}) := 2966,084221 \text{ N.m}^{-1}$$

Berat pipa tercelup

$$(W_{sub}) := W_t - F_{bp}$$

$$(W_{sub}) := 1596,729267 \text{ N.m}^{-1}$$

Momen Inersia Pipa

$$(I_{st}) := \pi (OD^4 - ID^4)$$

$$(I_{st}) := 0,004403738 \text{ m}^4$$

Momen Inersia Concrete

$$(I_{conc}) := \pi (D_{conc}^4 - D_{corr}^4)$$

$$(I_{conc}) := 0,004180461 \text{ m}^4$$

Diketahui :

Tinggi Gelombang (H) = 0,9 m

Periode Gelombang(T)= 5 s

d = 4,5 m

Perhitungan panjang gelombang

$$L_0 = 1,56 T^2 = 39,25 \text{ m}$$

$$d/L_0 = 0,1146$$

dari tabel L-1 dalam buku teknik Pantai Bambang Triatmodjo (1999) didapat nilai d/L (dengan interpolasi)

$$\begin{aligned} d/L &= (0,15303) + ((0,0006/0,001) * (0,15388 - 0,15303)) \\ &= 0,15354 \end{aligned}$$

$$L = d/0,913017 = 29,30832356 \text{ m}$$

Panjang Gelombang (L) = 29,30832356m

$$s = (y+d) = 4,5 \text{ m}$$

$$\text{wave number } (k) = 2\pi / \lambda = 0,2142736$$

$$\text{Sudut Datang Gelombang } (\theta) = 90^\circ$$

$$\text{COSH}(ks) = 1,502023354$$

$$\text{SINH}(kd) = 1,120747141$$

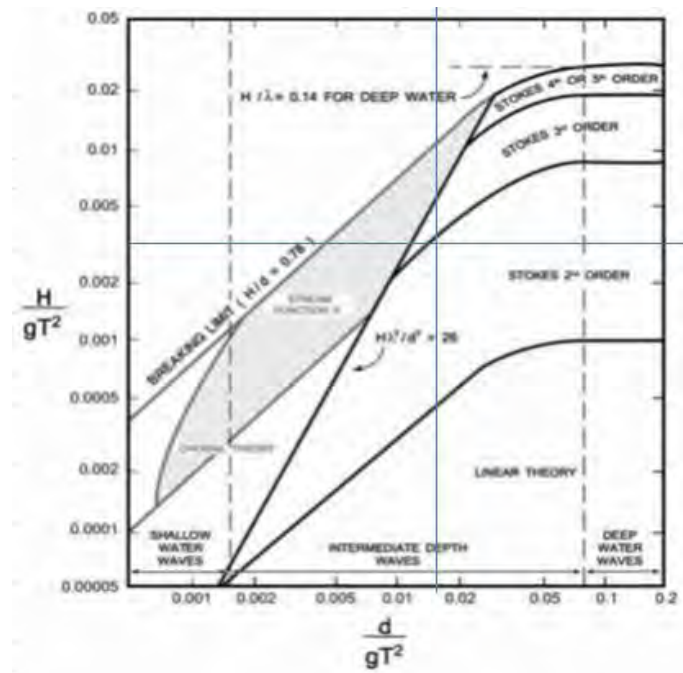
Wave Calculation

1. Menentukan teori gelombang yang dipakai

Dalam menentukan teori gelombang berdasarkan parameter-parameter lingkungan yang ada menurut (Mouselli, 1981) adalah sebagai berikut

$$H/gT^2 = 0,00306$$

$$d/gT^2 = 0,01834$$



Berdasarkan parameter H/gT^2 sebesar 0,00306 dan d/gT^2 sebesar 0,01834 pada grafik *region of validity* di atas maka didapat hasil bahwa teori gelombang yang digunakan berdasarkan parameter-parameter yang ada adalah menggunakan stokes orde 2.

Sehingga dalam menentukan kecepatan dan percepatan partikel gelombang yang mengenai pipa selama instalasi nantinya menggunakan teori gelombang stokes orde 2 ini

2. Menghitung Kecepatan Partikel Gelombang yang mengenai pipa selama instalasi

Kecepatan horizontal (U)

$$U = \frac{\pi H}{T} \frac{\cosh ks}{\sinh kd} \cos \theta + \frac{3}{4} \left(\frac{\pi H}{L} \right) \frac{\pi H}{T} \frac{\cosh 2ks}{\sinh^4 kd} \cos 2\theta$$

$$(U) = \frac{\pi (0,9)}{5} \frac{\cosh((0,2239) \cdot (5))}{\sinh((0,2239) \cdot (4))} \cos(0,2) + \frac{3}{4} \left(\frac{\pi (0,9)}{28,044} \right) \frac{\pi (0,9)}{5} \frac{\cosh(2 \cdot (0,2239) \cdot (5))}{\sinh^4((0,2239) \cdot (4))} \cos(0,4)$$

$$U = 0,838822078 \text{ m.s}^{-1}$$

Percepatan horizontal (u/t)

$$u/t = \frac{2\pi^2 H}{T} \frac{\cosh ks}{\sinh kd} \sin \theta + \frac{3\pi^2 H}{T^2} \left(\frac{\pi H}{L} \right) \frac{\cosh 2ks}{\sinh^4 kd} \sin 2\theta$$

$$(u/t) = \frac{2\pi^2 (0,9)}{5} \frac{\cosh((0,2239) \cdot (5))}{\sinh((0,2239) \cdot (4))} \sin(0,2) + -\frac{3 \pi^2 (0,9)}{5^2} \frac{\pi (0,9) \cosh(2 \cdot (0,2239) \cdot (5))}{28,044 \sinh^4((0,2239) \cdot (4))} \sin(0,4)$$

$$u/t = 0,682388848 \text{ m.s}^{-2}$$

Berdasarkan hasil kecepatan horizontal gelombang di atas maka besar Kecepatan partikel air efektif yang mengenai pipa adalah sebagai berikut:

$$Uw^2 = 0,788 U^2 \left(\frac{D}{Y_0}\right)^{0,286}$$

$$Uw^2 = 0,788 (0,573514448)^2 \left(\frac{0,574}{4,5}\right)^{0,286}$$

$$Uw^2 = 0,313516816$$

$$Uw = 0,559925723 \text{ m.s}^{-1}$$

Current Calculation

Zo = 0,000005 (softclay)

Zr = 0,287 m

Ur = 0,25

kecepatan arus (Uc) 90°

$$U_d = U_r \cdot \left[\frac{\left(1 + \frac{Z_o}{D}\right) \cdot \left(\ln\left(\frac{D}{Z_o} + 1\right) - 1\right)}{\ln\left(\frac{Z_r}{Z_o} + 1\right)} \cdot \sin(\theta_{curr}) \right]$$

$$U_d = 0,221819849 \text{ m.s}^{-1}$$

Kecepatan arus efektif

$$U_c = 0,788 U^2 \left(\frac{D}{Y_c}\right)^{0,286}$$

$$U_c^2 = 0,021924109$$

$$U_c = 0,148067919 \text{ m.s}^{-1}$$

Jadi kecepatan partikel air dan arus efektif pada pipa bawah laut adalah sebagai berikut :

$$U_w = 0,559925723 \text{ m.s}^{-1}$$

$$U_c = 0,148067919 \text{ m.s}^{-1}$$

$$U = 0,335 \text{ m.s}^{-1}$$

Reynold Number

$$Re = \frac{U \cdot D}{\nu}$$

Reynold Number

$$Re = (0,335) \cdot (0,613) / (1,19 \cdot 10^{-6})$$

$$= 172794,36$$

$$= 1,7 \cdot 10^5$$

Reynolds number (Re)	Hydrodynamic Coefficient		
	C_d	C_i	C_m
$Re < 5.0 \times 10^4$	1.3	1.5	2.0
$5.0 \times 10^4 < Re < 1.0 \times 10^5$	1.6	1.0	2.0
$1.0 \times 10^5 < Re < 2.5 \times 10^5$	$1.53 - \frac{Re}{3 \times 10^5}$	$1.2 - \frac{Re}{5 \times 10^5}$	2.0
$2.5 \times 10^5 < Re < 5.0 \times 10^5$	0.7	0.7	$2.5 - \frac{Re}{5 \times 10^5}$
$Re > 5.0 \times 10^5$	0.7	0.7	1.5

$$C_d = 1,53 - (1,7 \cdot 10^5 / 3 \cdot 10^5) = 0,954$$

$$C_i = 1,2 - (1,7 \cdot 10^5 / 5 \cdot 10^5) = 0,854$$

$$C_m = 2$$

Gaya Hidrodinamika

Gaya Drag $F_d = C_D \times \frac{1}{2} \times \rho_{water} \times D_{tot} \times U^2$

$$F_d = 33,72433337 \text{ N.m}^{-1}$$

Gaya Inersia $F_i = C_i \times \frac{\pi D^2}{4} \times \rho_{water} \times du/dt$

$$F_i = 176,284 \text{ N.m}^{-1}$$

$$C_M \times \frac{1}{2} \times \rho_{water} \times D_{tot} \times U^2$$

Gaya Lift $FL =$

$$FL = 70,69951507 \text{ N.m}^{-1}$$

Berdasarkan hukum Morrison didapat bahwa :

Gaya Hidrodinamika Total (F) = $F_d + F_i$

$$F = 210,009 \text{ N m}^{-1}$$

2.FLOATER CALCULATION

Drum Inside diameter

$$ID_f := 571,5 \quad \text{mm}$$

Drum wall thickness

$$t_{ff} := 0,0012141 \text{ m}$$

Drum outside diameter

$$OD_f := (idf + 2 \cdot t_f)$$

$$OD_f := 0,5739 \text{ m}$$

Dikatahui :

$$\text{Tinggi Gelombang (H)} = 0,9 \quad \text{m}$$

$$\text{Periode Gelombang (T)} = 5 \text{ s}$$

$$d = 4,5 \text{ m}$$

Perhitungan panjang gelombang

$$L_0 = 1,56 T^2 = 39,25 \text{ m}$$

$$d/L_0 = 0,1146$$

dari tabel L-1 dalam buku teknik Pantai Bambang Triatmodjo (1999) didapat nilai d/L (dengan interpolasi)

$$\begin{aligned} d/L &= (0,15303) + ((0,0006/0,001) * (0,15388 - 0,15303)) \\ &= 0,15354 \end{aligned}$$

$$L = d/0,913017 = 29,30832356 \text{ m}$$

$$\text{Panjang Gelombang (L)} = 29,30832356 \text{ m}$$

$$s = (y+d) = 4,5 \text{ m}$$

$$\text{wave number (k)} = 2\pi / \lambda = 0,2142736$$

$$\text{Sudut Datang Gelombang } (\theta) = 90^\circ$$

$$\text{COSH}(ks) = 1,502023354$$

$$\text{SINH}(kd) = 1,120747141$$

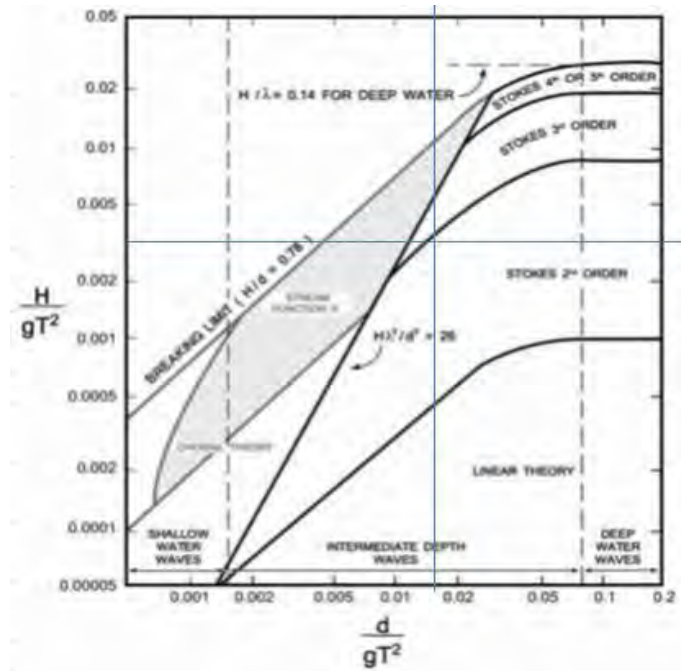
Wave Calculation

1. Menentukan teori gelombang yang dipakai

Dalam menentukan teori gelombang berdasarkan parameter-parameter lingkungan yang ada menurut (Mouselli, 1981) adalah sebagai berikut

$$H/gT^2 = 0,00306$$

$$d/gT^2 = 0,01834$$



Berdasarkan parameter H/gT^2 sebesar 0,00306 dan d/gT^2 sebesar 0,01834 pada grafik *region of validity* di atas maka didapat hasil bahwa teori gelombang yang digunakan berdasarkan parameter-parameter yang ada adalah menggunakan stokes orde 2.

Sehingga dalam menentukan kecepatan dan percepatan partikel gelombang yang mengenai pipa selama instalasi nantinya menggunakan teori gelombang stokes orde 2 ini

2. Menghitung Kecepatan Partikel Gelombang yang mengenai pipa selama instalasi

Kecepatan horizontal (U)

$$U = \frac{\pi H}{T} \frac{\cosh ks}{\sinh kd} \cos \theta + \frac{3}{4} \left(\frac{\pi H}{L} \right) \frac{\pi H}{T} \frac{\cosh 2ks}{\sinh^4 kd} \cos 2\theta$$

$$(U) = \frac{\pi (0,9)}{5} \frac{\cosh((0,2239) \cdot (5))}{\sinh((0,2239) \cdot (4))} \cos(0,2) + \frac{3}{4} \left(\frac{\pi (0,9)}{28,044} \right) \frac{\pi (0,9)}{5} \frac{\cosh(2 \cdot (0,2239) \cdot (5))}{\sinh^4((0,2239) \cdot (4))} \cos(0,4)$$

$$U = 0,840010509 \text{ m.s}^{-1}$$

Pecepatan horizontal (u/t)

$$u/t = \frac{2\pi^2 H}{T} \frac{\cosh ks}{\sinh kd} \sin \theta + \frac{3\pi^2 H}{T^2} \left(\frac{\pi H}{L} \right) \frac{\cosh 2ks}{\sinh^4 kd} \sin 2\theta$$

$$(u/t) = \frac{2\pi^2 (0,9)}{5} \frac{\cosh((0,2239) \cdot (5))}{\sinh((0,2239) \cdot (4))} \sin(0,2) + \frac{3\pi^2 (0,9)}{5^2} \frac{\pi (0,9)}{28,044} \frac{\cosh(2 \cdot (0,2239) \cdot (5))}{\sinh^4((0,2239) \cdot (4))} \sin(0,4)$$

$$u/t = 0,639148271 \text{ m.s}^{-2}$$

Berdasarkan hasil kecepatan horizontal gelombang di atas maka besar Kecepatan partikel air efektif yang mengenai pipa adalah sebagai berikut:

$$Uw^2 = 0,788 U^2 \left(\frac{D}{Y_0} \right)^{0,286}$$

$$Uw^2 = 0,788 (0,573514448)^2 \left(\frac{0,574}{4,5} \right)^{0,286}$$

$$Uw^2 = 0,308534716$$

$$Uw = 0,555459014 \text{ m.s}^{-1}$$

Current Calculation

Zo = 0,000005 softclay

Zr = 0,287 m

Ur = 0,25

kecepatan arus (Uc) 90°

$$U_d = U_r \cdot \left[\frac{\left(1 + \frac{Z_o}{D}\right) \cdot \left(\ln\left(\frac{D}{Z_o} + 1\right) - 1\right)}{\ln\left(\frac{Z_r}{Z_o} + 1\right)} \cdot \sin(\theta_{curr}) \right]$$

$$U_d = 0,242997169 \text{ m.s}^{-1}$$

Kecepatan arus efektif

$$U_c = 0,788 U^2 \left(\frac{D}{Y_c} \right)^{0,286}$$

$$U_c^2 = 0,025818858$$

$$U_c = 0,160682475 \text{ m.s}^{-1}$$

Jadi kecepatan partikel air dan arus efektif pada pipa bawah laut adalah sebagai berikut :

$$U_w = 0,555459014 \text{ m.s}^{-1}$$

$$U_c = 0,160682475 \text{ m.s}^{-1}$$

$$U = 0,334 \text{ m.s}^{-1}$$

Reynold Number

$$Re = \frac{U_w D}{\nu}$$

Reynold Number

$$Re = ((0,568) \cdot (0,61)) / (1,19 \cdot 10^{-6})$$

$$= 161248,3336$$

$$= 1,6 \cdot 10^5$$

Reynolds number (Re)	Hydrodynamic Coefficient		
	C_d	C_i	C_m
$Re < 5.0 \times 10^4$	1.3	1.5	2.0
$5.0 \times 10^4 < Re < 1.0 \times 10^5$	1.6	1.0	2.0
$1.0 \times 10^5 < Re < 2.5 \times 10^5$	$1.53 - \frac{Re}{3 \times 10^5}$	$1.2 - \frac{Re}{5 \times 10^5}$	2.0
$2.5 \times 10^5 < Re < 5.0 \times 10^5$	0.7	0.7	$2.5 - \frac{Re}{5 \times 10^5}$
$Re > 5.0 \times 10^5$	0.7	0.7	1.5

$$C_d = 1,53 - (1,6 \cdot 10^5 / 3 \cdot 10^5) = 0,993$$

$$C_i = 1,2 - (1,6 \cdot 10^5 / 5 \cdot 10^5) = 0,878$$

$$C_m = 2$$

Gaya Hidrodinamika

$$\begin{aligned}\text{Gaya Drag} \quad F_d &= C_D \times \frac{1}{2} \times \rho_{\text{water}} \times D_{\text{tot}} \times U^2 \\ F_d &= 32,63435129 \quad \text{N.m}^{-1}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Gaya Inersia} \quad F_i &= C_i \times \frac{\pi D^2}{4} \times \rho_{\text{water}} \times du/dt \\ F_i &= 148,633 \quad \text{N.m}^{-1}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Gaya Lift} \quad F_L &= C_M \times \frac{1}{2} \times \rho_{\text{water}} \times D_{\text{tot}} \times U^2 \\ F_L &= 65,76154891 \quad \text{N.m}^{-1}\end{aligned}$$

Berdasarkan hukum Morrison didapat bahwa :

$$\begin{aligned}\text{Gaya Hidrodinamika Total (F)} &= F_d + F_i \\ F &= 181,268 \quad \text{N m}^{-1}\end{aligned}$$

BUOYANCY REQUIREMENT CALCULATION

1.INPUT DATA

Gravity Acceleration	$g := 9,81 \text{ m.s}^{-2}$	
Seawater Density	$\rho_{sw} := 1025 \text{ kg.m}^{-3}$	
KP start of pulled pipeline	$Kp_{start} := 0,000 \text{ km}$	
KP end of pulled pipeline	$Kp_{end} := 1,15 \text{ km}$	
Length of shore Approach	$L_{sa} := Kp_{end} - Kp_{start} =$	1150 m

a Pipe Properties

Pipe external diameter	$OD := 508 \text{ mm}$
Pipe wall thickness	$t_{st} := 15,875 \text{ mm}$
Pipe internal diameter	$ID := 476,25 \text{ mm}$
Pipe length in one joint	$L_j := 12,2 \text{ m}$

b Pipe Material Properties

Pipe material	: API 5L Grade X52 PSL2 CS SAWL
Specified Minimum Yield Strength	$SMYS := 360,0 \text{ (52,20ksi) Mpa}$
Pipe material density	$\rho_{st} := 7850 \text{ kg.m}^{-3}$

c External Anti-Corrosion Coating Geometris

Corrosion Coating thickness	$t_{cc} := 2,5 \text{ mm}$
Corrosion Coating Outside diameter	$Od_{cc} := 513 \text{ mm}$
Corrosion Coating internal diameter	$Id_{cc} := 508 \text{ mm}$

d External anti-Corrosion Coating properties

Corrosion Coating material type **3LPE**

Corrosion Coating density $\rho_{corr} := 95823 \text{ kg.m}^{-3}$

e External anti-Corrosion Coating properties

Corrosion Coating thickness $t_{conc} := 50 \text{ mm}$

concrete coating density $\rho_{conc} := 3040 \text{ kg.m}^{-3}$

concrete coating outside diameter $OD_{conc} := 613 \text{ mm}$

concrete coating internal diameter $ID_{conc} := 513 \text{ mm}$

2 CALCULATION

steel pipe weight per unit length

$$W_{st} =$$

$$\rho_p \cdot g \cdot \pi \cdot \frac{(OD^2 - ID^2)}{4}$$

$$W_{st} = 1889,110987 \text{ N.m}^{-1}$$

Corrosion coating weight per unit length

$$W_{cr} =$$

$$\rho_{cc} \cdot g \cdot \pi \cdot \frac{(OD_{cc}^2 - ID_{cc}^2)}{4}$$

$$W_{cr} = 37,67074195$$

N.m^{-1}

Concrete Coating weight per unit length

$$W_{conc} =$$

$$\rho_{cwc} \cdot g \cdot \pi \cdot \frac{(OD_{cwc}^2 - ID_{cwc}^2)}{4}$$

$$W_{conc} = 2636,031758 \text{ N.m}^{-1}$$

Total Weight of pipeline per unit length

$$W_p =$$

$$(W_{pipe} + W_{pc} + W_{cwc})$$

$$W_p = 4562,813488 \text{ N.m}^{-1}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Area of displaced sea water} \quad A_{sf} &= \frac{\pi \cdot (OD_{cwc})^2}{4} \\
 \text{Buoyancy force on pipe per unit length} \quad f_{bp} &= \rho_{sea} \cdot g \cdot A_{sf} \\
 F_{bp} &= 2966,084221 \text{ N.m}^{-1}
 \end{aligned}$$

System Check

sys_check := if(wdryp < fb, "Floats is not Required" , "Floats is Required to reduce pulling force")

$$W_p = 4568,776363 \text{ N.m}^{-1}$$

$$F_{bp} = 2966,084221 \text{ N.m}^{-1}$$

$$\text{sys_check} = \text{Floats is Required to reduce pulling force}$$

$$\text{Buoyancy Requirement} = B_J = (W_p - F_{bp}) = 1602,692142 \text{ N.m}^{-1}$$

7 Float drums Properties

$$\text{Drum Inside diameter} \quad id_f := 22,5 \text{ in} = 571,5 \text{ mm}$$

$$\text{Drum wall thickness} \quad t_f := 1,2141 \text{ mm} = 0,0012141 \text{ m}$$

$$\text{Drum outside diameter} \quad O_f := (id_f + 2 \cdot t_f) = 0,5739 \text{ m}$$

$$\text{Drum Volume} \quad V_f := 55 \text{ gal} = 0,2082 \text{ m}^3$$

Drum material ASTM A598- sheet Rolled Steel

$$\text{Drum density} \quad \rho_f := 7850 \text{ kg.m}^{-3}$$

$$\text{Drums Height} \quad hd =$$

$$\frac{V_f}{\frac{\pi \cdot id_f^2}{4}} + 2 \cdot t_f$$

$$= 814,4703997 \text{ mm}$$

$$= 0,8144704 \text{ m}$$

Estimated Float Drums Weight

Estimated Cylinder drum mass in air per unit length $w_f := \rho_f \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (o_f^2 - i_d^2)$

$$w_f := 16,95519257 \text{ kg.m}^{-1}$$

Estimated weight of drum head $w_{hf} := \frac{2 \cdot \rho_f \cdot \frac{\pi}{4} \cdot o_f^2 \cdot t_f}{h_d}$

$$w_{hf} := 6,050913052 \text{ kg.m}^{-1}$$

Float drum weight in air per unit length $w_{dyf} := (w_f + w_{hf}) \cdot g$

$$W_{dyf} := 225,6898962 \text{ N.m}^{-1}$$

Float drum weight in air per unit $w_{ff} := W_{dyf} \cdot h_d$

$$W_{ff} := 183,8177399 \text{ N}$$

Float drum Buoyancy

$$F_{bf} := 2599,770306 \text{ N.m}^{-1}$$

Float drum buoyancy per unit $f_{ff} := f_{bf} \cdot h_d$

$$F_{ff} := 2117,43596 \text{ N}$$

Overall weight (pipe + anode)

$$M_{ov} := 5254092,818 \text{ N}$$

Buoyancy required

$$B_{re} := 1843095,963 \text{ N}$$

Floater Required

$$f_{re} := B_{re} / f_{ff}$$

$$F_{re} := 870,4376415$$

$$F_{re} := 896 \text{ unit}$$

Buoyancy Overall Check			
Bouyancy force of floater	B_{fa}	= 1897222,62	N
mass of all floater	M_{fa}	= 164700,695	N
		$W_g = M_{ov} +$	
	$f_{btot} = f_b + B_{fa}$	> M_{fa}	
	5308219,475	> 5418793,513	Not OK

additional floater required

	f_{re2}	= 52,22072352	
	f_{re2}	= 53	unit
total floater		= 949	unit

Buoyancy Overall check			
Bouyancy force of floater	B_{fa}	= 2009446,726	N
mass of all floater	M_{fa}	= 174443,0352	N
		$W_g = M_{ov} +$	
	$f_{btot} = f_b + B_{fa}$	> M_{fa}	
	5420443,581	> 5428535,853	Not Ok

additional floater required

	f_{re2}	= 3,821731716	
	f_{re2}	= 53	unit
total floater		= 1002	unit

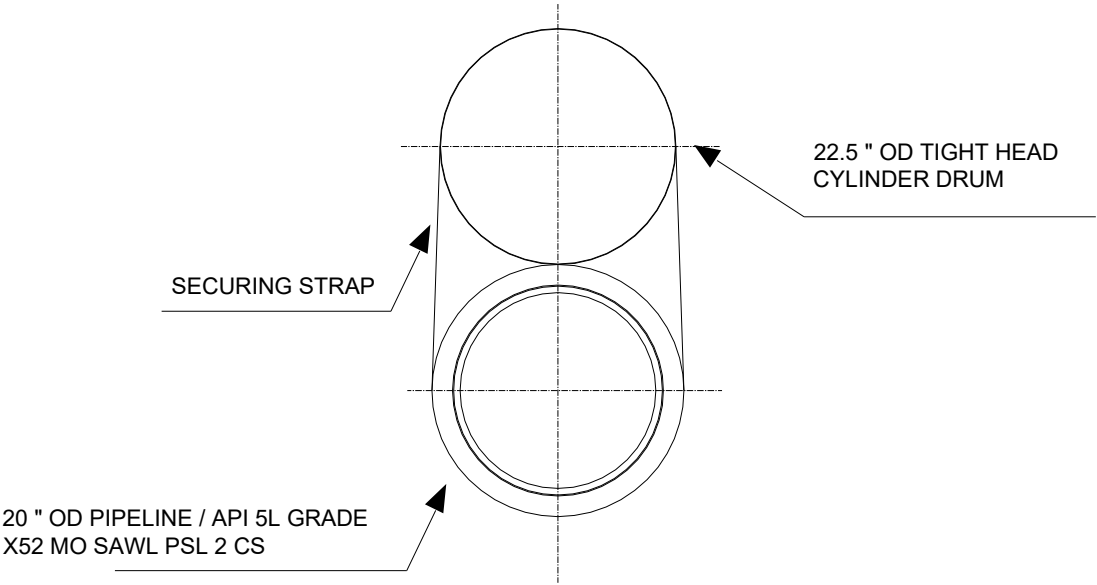
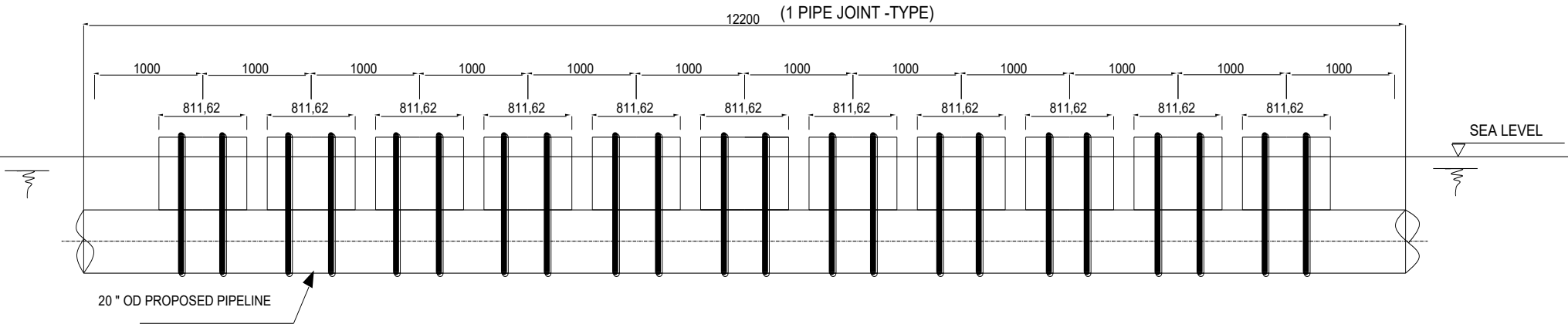
Buoyancy Overall check			
Bouyancy force of floater	B_{fa}	=	2121670,832 N
mass of all floater	M_{fa}	=	184185,3754 N
		$W_g = M_{ov} +$	
	$f_{btot} = f_b + B_{fa}$	>	M_{fa}
	5532667,686	>	5438278,193
			Ok

Total number of Floater Required	=	1002 unit
number floater per joint	=	10,54736842 unit/joint
	=	11 unit/joint

Draught (t) Calculation

Volume Displacement (∇)	=	$\frac{M_p + M_f}{\rho_{sw}}$
	=	0,476812 m ³
Total height (pipe and floater) (H_{tot})	=	$D_{tot} + D_f$
	=	1,185 m
Pipa Tot Volume per m (V_{pt})	=	0,294978665 m ³
Folater volume per m (V_{ft})	=	0,255626233 m ³
Draught (t)	=	$(4 ((\nabla) - (V_{pt})/3,14)^{0,5}) + D_{tot}$
	=	1,094 m

PIPELINE PUSH PULL AND BUOYANCY ARRANGEMENT DETAIL



PERHITUNGAN TRANSFORMASI MATERIAL

DATA PIPA

Diameter Internal (ID) := 0,47625 m

Diameter (OD) := 0,508 m

Wall Thickness (t_{st}) := 0,0159 m

Diameter Corrosion Coating (D_{corr}) := 0,5130 m

Diameter Concrete Coating (D_{conc}) := 0,6080 m

Diameter Total (D_{tot}) := 0,613 m

Coating Thickness (t_{cr}) := 0,0025 m

Concrete Thickness (t_{conc}) := 0,050 m

Modulus Young of Pipe (E_{pipe}) := 207000 Mpa

Modulus Young of Coating (E_{coat}) := 3826,591 Mpa

Modulus Young of Concrete (E_{conc}) := 29054,97 Mpa

SMYS := 360 Mpa



Luas Area Transformasi (Pipe Steel, Corrosion Protection Coating, Concrete)

$$\frac{E_{material\ 2}}{E_{material\ 1}} = n$$

$$b'_{material\ 2} = n b_{material\ 2}$$

- Transformasi Pipa Baja dengan 3LPE Coating

$$\frac{E_{Coating}}{E_{Pipe}} = \frac{3826,591}{29054,97} = 0,0185$$

Tebal coating transformasi

$$t'_{coating} = 0,000046 \text{ m}$$

- Tebal concrete transformasi

$$t'_{conc} = 0,0500000 \text{ m}$$

Tebal pipa keseluruhan setelah transformasi

$$D'_{tot} = D + 2t'_{coat} + 2t'_{conc}$$

$$= 0,60809 \text{ m}$$

Luas area transformasi

$$A' = \frac{\pi D'^2_{tot}}{4} - \frac{\pi ID^2}{4}$$

$$A' = 0,112282 \text{ m}^2$$

Inersia Transformasi

$$I'_{st} = \frac{\pi(D'^4_{tot} - ID^4)}{64}$$

$$I'_{st} = 0,004184539 \text{ m}^4$$

- Perhitungan Kekuatan Beton

Berdasarkan data yang didapat yaitu Modulus Young Beton maka nilai tersebut digunakan untuk memperkirakan besar kuat tekan (FC')

$$\text{Modulus Young (Econc) Beton} = 29054,97 \text{ Mpa}$$

$$\text{Density Beton (}\rho \text{ conc)} = 3040 \text{ kg/m}^3$$

1 Kuat tekan beton

$$f_c' = \left(\frac{E_{conc}}{2400} \right)^2$$

$$= 146,5609864 \text{ Mpa}$$

Kuat tarik beton

$$\text{Tegangan ijin tarik} = 0.5 \cdot \sqrt{f_c'} \text{ (SK SNI T-15-1991-03 dan PBI)}$$

$$= 6,05311875 \text{ Mpa}$$

Besar ijin tarikan

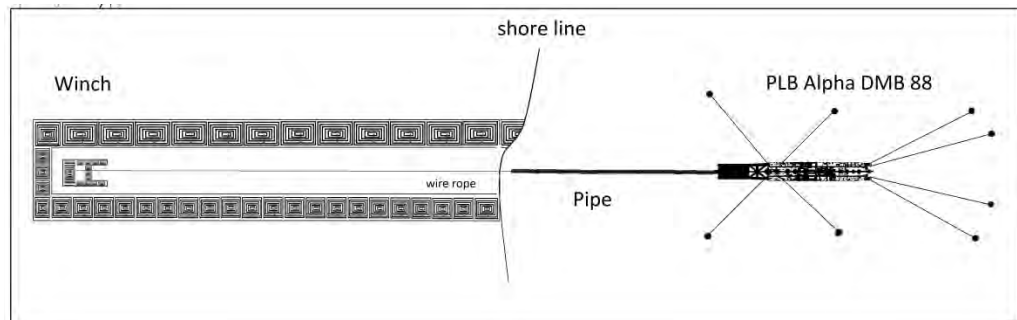
$$F_{pull} \text{ ijin} = \text{Tegangan ijin tarik} \times A_{pipe}$$

$$= 302655,9375 \text{ N}$$

$$= 30,86231664 \text{ T}$$

PERHITUNGAN DEFLEKSI MAKSIMUM SELAMA PROSES INSTALASI METODE PUSH

PULL



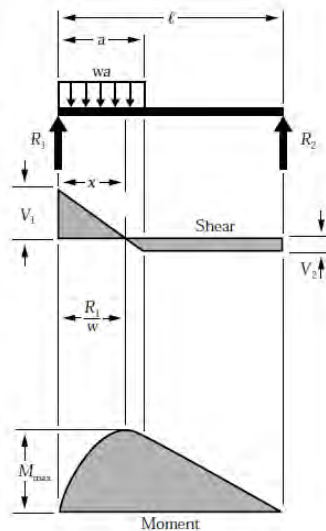
Dalam Instalasi pipeline dengan metode Push Pull ini pipa akan disambung di atas PLB Alpha DMB 88, kemudian ditarik secara bertahap tiap sambungan (12,2 m).

Dalam penarikan ini, pipeline akan melewati 150 m area laut, kemudian masuk ke area trench sepanjang 1000 m.

Ketika pipeline memasuki area trenching dengan kondisi beban lingkungan sepanjang 150 m di area laut maka defleksi dari pipeline akan terjadi kemungkinan menggesek dinding trenching.

Ketika menggesek dinding trenching maka akan berpengaruh terhadap besar pulling Force yang dibutuhkan yang juga berpengaruh terhadap besar tegangan axial yang dialami oleh pipa.

Dibawah ini akan dilakukan perhitungan berapakah besar defleksi yang terjadi, apakah menggeser dinding trenching atau tidak, jika menggeser dinding trenching akan berpengaruh ke besar pulling force dan juga berpengaruh ke besar tegangan yang terjadi pada pipeline



$$\begin{aligned}
 R_1 = V_1 & \dots \dots \dots = \frac{wa}{2\ell} (2\ell - a) \\
 R_2 = V_2 & \dots \dots \dots = \frac{wa^2}{2\ell} \\
 V_x \text{ (when } x < a) & \dots \dots \dots = R_1 - wx \\
 M_{\max} \left(\text{at } x = \frac{R_1}{w} \right) & \dots \dots \dots = \frac{R_1^2}{2w} \\
 M_x \text{ (when } x < a) & \dots \dots \dots = R_1 x - \frac{wx^2}{2} \\
 M_x \text{ (when } x > a) & \dots \dots \dots = R_2 (\ell - x) \\
 \Delta_x \text{ (when } x < a) & \dots \dots \dots = \frac{wx}{24 E I \ell} \left(a^2 (2\ell - a)^2 - 2ax^2 (2\ell - a) + \ell x^3 \right) \\
 \Delta_x \text{ (when } x > a) & \dots \dots \dots = \frac{wa^2 (\ell - x)}{24 E I \ell} (4x\ell - 2x^2 - a^2)
 \end{aligned}$$

Panjang Pipeline

150m

w	=	391,2762589	N/m	2,234244994	lb/in
x	=	75	m	2.953	in
l	=	150	m	5.906	in
a	=	150	m	5.906	in
E	=	207000	Mpa	30.022.814	psi
I	=	63353,46338	m	2.494.232	in

$$\begin{aligned}
 \text{Deflection} &= \frac{wx}{24EI\ell} (a^2 (2\ell - a)^2 - 2ax^2 (2\ell - a) + \ell x^3) \\
 &= 0,196673844 \text{ m}
 \end{aligned}$$

250m

w	=	391,2762589	N/m	2,234244994	lb/in
x	=	105	m	4.134	in
l	=	250	m	9.843	in
a	=	150	m	5.906	in
E	=	207000	Mpa	30.022.814	psi
I	=	105589,1056	m	4.157.054	in

$$\begin{aligned}
 \text{Deflection} &= \frac{wx}{24EI\ell} (a^2 (2\ell - a)^2 - 2ax^2 (2\ell - a) + \ell x^3) \\
 &= 0,591481639 \text{ m}
 \end{aligned}$$

400m

w	=	391,2762589	N/m	2,234244994	lb/in
x	=	121,875	m	4.798	in
l	=	400	m	15.748	in
a	=	150	m	5.906	in
E	=	207000	Mpa	30.022.814	psi
I	=	168942,569	m	6.651.286	in

$$\begin{aligned} Deflection &= \frac{wx}{24EI} (a^2(2l-a)^2 - 2ax^2(2l-a) + lx^3) \\ &= 1,041726758 \text{ m} \end{aligned}$$

550m

w	=	391,2762589	N/m	2,234244994	lb/in
x	=	129,5454545	m	5.100	in
l	=	550	m	21.654	in
a	=	150	m	5.906	in
E	=	207000	Mpa	30.022.814	psi
I	=	232296,0324	m	9.145.518	in

$$\begin{aligned} Deflection &= \frac{wx}{24EI} (a^2(2l-a)^2 - 2ax^2(2l-a) + lx^3) \\ &= 1,335156888 \text{ m} \end{aligned}$$

700m

w	=	391,2762589	N/m	2,234244994	lb/in
x	=	133,9285714	m	5.273	in
l	=	700	m	27.559	in
a	=	150	m	5.906	in
E	=	207000	Mpa	30.022.814	psi
I	=	295649,4958	m	11.639.750	in

$$\begin{aligned} Deflection &= \frac{wx}{24EI} (a^2(2l-a)^2 - 2ax^2(2l-a) + lx^3) \\ &= 1,534731696 \text{ m} \end{aligned}$$

850m

w	=	391,2762589	N/m	2,234244994	lb/in
x	=	136,7647059	m	5.384	in
l	=	850	m	33.465	in
a	=	150	m	5.906	in
E	=	207000	Mpa	30.022.814	psi
I	=	359002,9592	m	14.133.982	in

$$\begin{aligned} Deflection &= \frac{wx}{24EI} (a^2(2l - a)^2 - 2ax^2(2l - a) + lx^3) \\ &= 1,677855112 \text{ m} \end{aligned}$$

1000m

w	=	391,2762589	N/m	2,234244994	lb/in
x	=	138,75	m	5.463	in
l	=	1000	m	39.370	in
a	=	150	m	5.906	in
E	=	207000	Mpa	30.022.814	psi
I	=	422356,4225	m	16.628.215	in

$$\begin{aligned} Deflection &= \frac{wx}{24EI} (a^2(2l - a)^2 - 2ax^2(2l - a) + lx^3) \\ &= 1,785087418 \text{ m} \end{aligned}$$

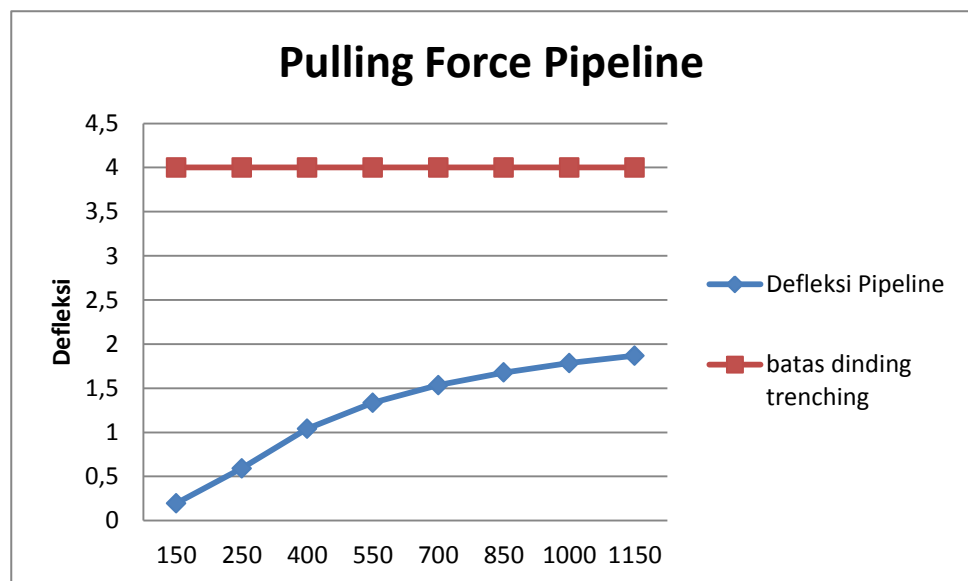
1150m

w	=	391,2762589	N/m	2,234244994	lb/in
x	=	140,2173913	m	5.520	in
l	=	1150	m	45.276	in
a	=	150	m	5.906	in
E	=	207000	Mpa	30.022.814	psi
I	=	485709,8859	m	19.122.447	in

$$\begin{aligned} Deflection &= \frac{wx}{24EI} (a^2(2l - a)^2 - 2ax^2(2l - a) + lx^3) \\ &= 1,868267818 \text{ m} \end{aligned}$$

Rangkuman besar defleksi pipeline yang terjadi selama proses instalasi Pipeline dengan Metode Push Pull

Panjang Pipeline	Unit	Besar Defleksi	batas Dinding Pipeline (dari titik tengah trenching)
150	m	0,196673844	4
250	m	0,591481639	4
400	m	1,041726758	4
550	m	1,335156888	4
700	m	1,534731696	4
850	m	1,677855112	4
1000	m	1,785087418	4
1150	m	1,868267818	4



PERHITUNGAN PULLING FORCE

Gaya Drag Pipe = 33,72433337 N/m

Gaya Drag Floater = 68,24703024 N/m

Coefficient gesek roller = 0,3

$W_{\text{dry pipe}}$ = 4562,813488 N/m

$W_{\text{dry floater}}$ = 183,8177399 N

Diameter pipa = 0,613 m

Kecepatan tarikan = 500 m/h = 0,1389 m/s

diameter floater = 0,5739 m

gaya gesek tanah (Clay) = 0,2

Luas front Area Pipe = 0,294978665 m²

Luas front area floater = 0,25854855 m²

Gaya drag pipa

$$\begin{aligned} F_{dp} &= \frac{C_d \cdot \rho_{sw} \cdot V^2 \cdot A_{pf}}{2} \\ &= 5,833362463 \text{ N} \end{aligned}$$

Gaya drag akibat pelampung (floater)

$$F_f = \frac{C_d \cdot \rho_{sw} \cdot V^2 \cdot A_{pf} \cdot N_{pf}}{2}$$

Gaya drag satu pelampung (floater)

$$\begin{aligned} F_{f1} &= \frac{C_d \cdot \rho_{sw} \cdot V^2 \cdot A_{pf} \cdot N_{pf}}{2} \\ &= 5,112937254 \text{ N} \end{aligned}$$

Besar *Pulling Force* Yang dibutuhkan untuk setiap *pulling*
(penarikam tiap sambungan 12,2 m)

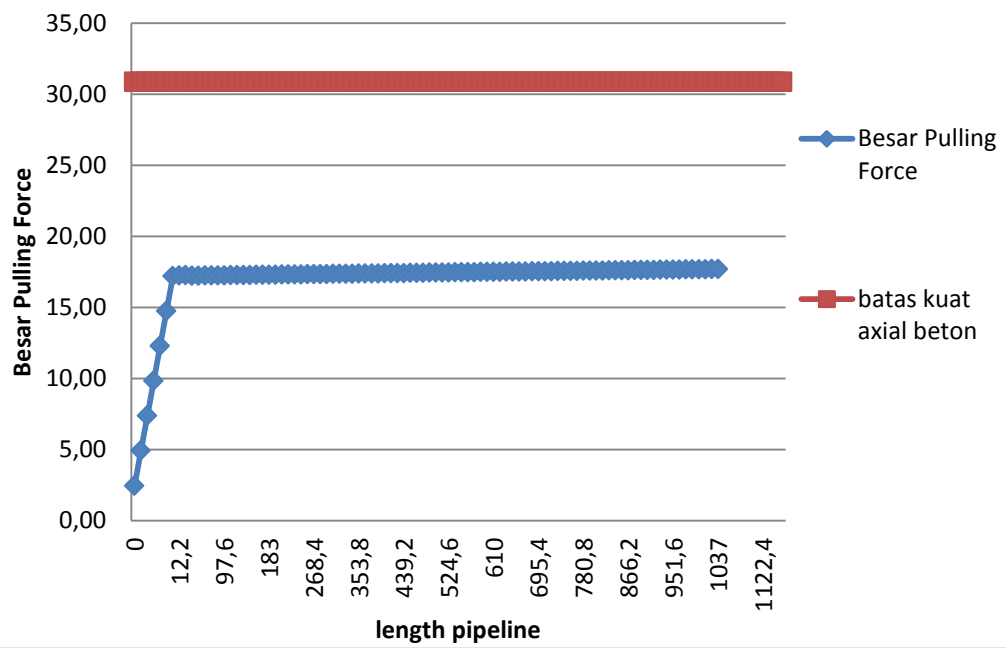
Pipe Section		F_{res}	F_{dp}	F_f	$F_{pull\ tot}$
On Roller	On Water				
12,2	0	24100,4	0	0	24100,4
24,4	0	48200,8	0	0	48200,8
36,6	0	72301,2	0	0	72301,2
48,8	0	96401,6	0	0	96401,6
61	0	120502	0	0	120502
73,2	0	144602,4	0	0	144602,4
85,4	0	168702,8	0	0	168702,8
85,4	12,2	168702,8	5,833362	275	168983,6
85,4	24,4	168702,8	5,833362	550	169258,6
85,4	36,6	168702,8	5,833362	168,726929	168877,4
85,4	48,8	168702,8	5,833362	224,969239	168933,6
85,4	61	168702,8	5,833362	281,211549	168989,8
85,4	73,2	168702,8	5,833362	337,453859	169046,1
85,4	85,4	168702,8	5,833362	393,696169	169102,3
85,4	97,6	168702,8	5,833362	449,938478	169158,6
85,4	109,8	168702,8	5,833362	506,180788	169214,8
85,4	122	168702,8	5,833362	562,423098	169271,1
85,4	134,2	168702,8	5,833362	618,665408	169327,3
85,4	146,4	168702,8	5,833362	674,907718	169383,5
85,4	158,6	168702,8	5,833362	731,150027	169439,8
85,4	170,8	168702,8	5,833362	787,392337	169496
85,4	183	168702,8	5,833362	843,634647	169552,3
85,4	195,2	168702,8	5,833362	899,876957	169608,5
85,4	207,4	168702,8	5,833362	956,119267	169664,7
85,4	219,6	168702,8	5,833362	1012,36158	169721
85,4	231,8	168702,8	5,833362	1068,60389	169777,2
85,4	244	168702,8	5,833362	1124,8462	169833,5
85,4	256,2	168702,8	5,833362	1181,08851	169889,7
85,4	268,4	168702,8	5,833362	1237,33082	169946
85,4	280,6	168702,8	5,833362	1293,57313	170002,2
85,4	292,8	168702,8	5,833362	1349,81544	170058,4
85,4	305	168702,8	5,833362	1406,05774	170114,7
85,4	317,2	168702,8	5,833362	1462,30005	170170,9
85,4	329,4	168702,8	5,833362	1518,54236	170227,2
85,4	341,6	168702,8	5,833362	1574,78467	170283,4

85,4	353,8	168702,8	5,833362	1631,02698	170339,7
85,4	366	168702,8	5,833362	1687,26929	170395,9
85,4	378,2	168702,8	5,833362	1743,5116	170452,1
85,4	390,4	168702,8	5,833362	1799,75391	170508,4
85,4	402,6	168702,8	5,833362	1855,99622	170564,6
85,4	414,8	168702,8	5,833362	1912,23853	170620,9
85,4	427	168702,8	5,833362	1968,48084	170677,1
85,4	439,2	168702,8	5,833362	2024,72315	170733,4
85,4	451,4	168702,8	5,833362	2080,96546	170789,6
85,4	463,6	168702,8	5,833362	2137,20777	170845,8
85,4	475,8	168702,8	5,833362	2193,45008	170902,1
85,4	488	168702,8	5,833362	2249,69239	170958,3
85,4	500,2	168702,8	5,833362	2305,9347	171014,6
85,4	512,4	168702,8	5,833362	2362,17701	171070,8
85,4	524,6	168702,8	5,833362	2418,41932	171127
85,4	536,8	168702,8	5,833362	2474,66163	171183,3
85,4	549	168702,8	5,833362	2530,90394	171239,5
85,4	561,2	168702,8	5,833362	2587,14625	171295,8
85,4	573,4	168702,8	5,833362	2643,38856	171352
85,4	585,6	168702,8	5,833362	2699,63087	171408,3
85,4	597,8	168702,8	5,833362	2755,87318	171464,5
85,4	610	168702,8	5,833362	2812,11549	171520,7
85,4	622,2	168702,8	5,833362	2868,3578	171577
85,4	634,4	168702,8	5,833362	2924,60011	171633,2
85,4	646,6	168702,8	5,833362	2980,84242	171689,5
85,4	658,8	168702,8	5,833362	3037,08473	171745,7
85,4	671	168702,8	5,833362	3093,32704	171802
85,4	683,2	168702,8	5,833362	3149,56935	171858,2
85,4	695,4	168702,8	5,833362	3205,81166	171914,4
85,4	707,6	168702,8	5,833362	3262,05397	171970,7
85,4	719,8	168702,8	5,833362	3318,29628	172026,9
85,4	732	168702,8	5,833362	3374,53859	172083,2
85,4	744,2	168702,8	5,833362	3430,7809	172139,4
85,4	756,4	168702,8	5,833362	3487,02321	172195,7
85,4	768,6	168702,8	5,833362	3543,26552	172251,9
85,4	780,8	168702,8	5,833362	3599,50783	172308,1
85,4	793	168702,8	5,833362	3655,75014	172364,4
85,4	805,2	168702,8	5,833362	3711,99245	172420,6
85,4	817,4	168702,8	5,833362	3768,23476	172476,9
85,4	829,6	168702,8	5,833362	3824,47707	172533,1
85,4	841,8	168702,8	5,833362	3880,71938	172589,3
85,4	854	168702,8	5,833362	3936,96169	172645,6
85,4	866,2	168702,8	5,833362	3993,204	172701,8
85,4	878,4	168702,8	5,833362	4049,44631	172758,1
85,4	890,6	168702,8	5,833362	4105,68862	172814,3

85,4	902,8	168702,8	5,833362	4161,93092	172870,6
85,4	915	168702,8	5,833362	4218,17323	172926,8
85,4	927,2	168702,8	5,833362	4274,41554	172983
85,4	939,4	168702,8	5,833362	4330,65785	173039,3
85,4	951,6	168702,8	5,833362	4386,90016	173095,5
85,4	963,8	168702,8	5,833362	4443,14247	173151,8
85,4	976	168702,8	5,833362	4499,38478	173208
85,4	988,2	168702,8	5,833362	4555,62709	173264,3
85,4	1000,4	168702,8	5,833362	4611,8694	173320,5
85,4	1012,6	168702,8	5,833362	4668,11171	173376,7
85,4	1024,8	168702,8	5,833362	4724,35402	173433
85,4	1037	168702,8	5,833362	4780,59633	173489,2
85,4	1049,2	168702,8	5,833362	4836,83864	173545,5
85,4	1061,4	168702,8	5,833362	4893,08095	173601,7
85,4	1073,6	168702,8	5,833362	4949,32326	173658
85,4	1085,8	168702,8	5,833362	5005,56557	173714,2
85,4	1098	168702,8	5,833362	5061,80788	173770,4
85,4	1110,2	168702,8	5,833362	5118,05019	173826,7
85,4	1122,4	168702,8	5,833362	5174,2925	173882,9
85,4	1134,6	168702,8	5,833362	5230,53481	173939,2
85,4	1146,8	168702,8	5,833362	5286,77712	173995,4
85,4	1150	168702,8	5,833362	5301,5292	174010,2

Max Pulling Force Yang dibutuhkan untuk proses instalasi Pipeline dengan Metode Push Pull ini adalah sebesar 174010,2 N atau 17,74 Ton.

Pulling Force Pipeline

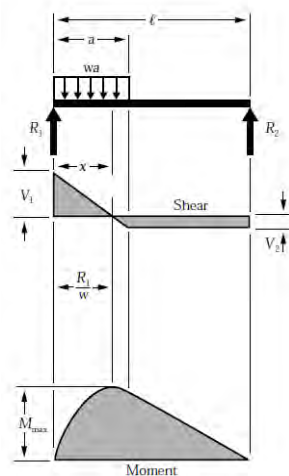


PERHITUNGAN TEGANGAN PIPA

DATA

Diameter Internal	(ID) := 0,47625 m
Diameter	(OD) := 0,508 m
Wall Thickness	(t _{st}) := 0,015875 m
Diameter Corrosion Coating	(D _{corr}) := 0,513 m
Diameter Concrete Coating	(D _{cwc}) := 0,608 m
Diameter Total	(D _{tot}) := 0,613m
Panjang Keseluruhan	(L) := 1150m
Gaya Hidrodinamika	(F) := 391,2762589 N/m
Berat Total Pipa	(W _t) := 4562,813488 N/m
Pipe Wall Thickness	t _{st} := 0,015875 m
Coating Thickness	t _{cr} := 0,0025 m
Concrete Thickness	t _{conc} := 0,05 m
Modulus Young of Pipe	(E _{pipe}) := 207000 Mpa
Modulus Young of Coating	(E _{coat}) := 3826,591293 Mpa
Modulus Young of Concrete	(E _{conc}) := 29054,97 Mpa
SMYS	:=360 Mpa 360000000/m2

Perhitungan Tegangan



$$R_1 = V_1 \dots \dots \dots = \frac{wa}{2\ell} (2\ell - a)$$

$$R_2 = V_2 \dots \dots \dots = \frac{wa^2}{2\ell}$$

$$V_x \text{ (when } x < a) \dots \dots \dots = R_1 - wx$$

$$M_{max} \left(\text{at } x = \frac{R_1}{w} \right) \dots \dots \dots = \frac{R_1^2}{2w}$$

$$M_x \text{ (when } x < a) \dots \dots \dots = R_1 x - \frac{wx^2}{2}$$

$$M_x \text{ (when } x > a) \dots \dots \dots = R_2 (\ell - x)$$

$$\Delta_x \text{ (when } x < a) \dots \dots \dots = \frac{wx}{24 E I \ell} (a^2 (2\ell - a)^2 - 2ax^2 (2\ell - a) + \ell x^3)$$

$$\Delta_x \text{ (when } x > a) \dots \dots \dots = \frac{wa^2 (\ell - x)}{24 E I \ell} (4x\ell - 2x^2 - a^2)$$

dengan,

Gaya Hidrodinamika sebagai w

Pulling Force sebagai F

- **Titik Tinjau**

$$y = 1/2 \cdot D'tot$$

- **Tegangan Pipa**

Tegangan Aksial

$$\sigma_{aksial} = \frac{P}{A}$$

$$\sigma_{moment} = \frac{M.y}{I}$$

$$\text{Tegangan Total Longitudinal } (\sigma) = \sigma_{aksial} + \sigma_{moment}$$

- **Check Codes**

ASME B 31.8

$$\sigma_{Logitudinal} \leq 0.8 \text{ SMYS}$$

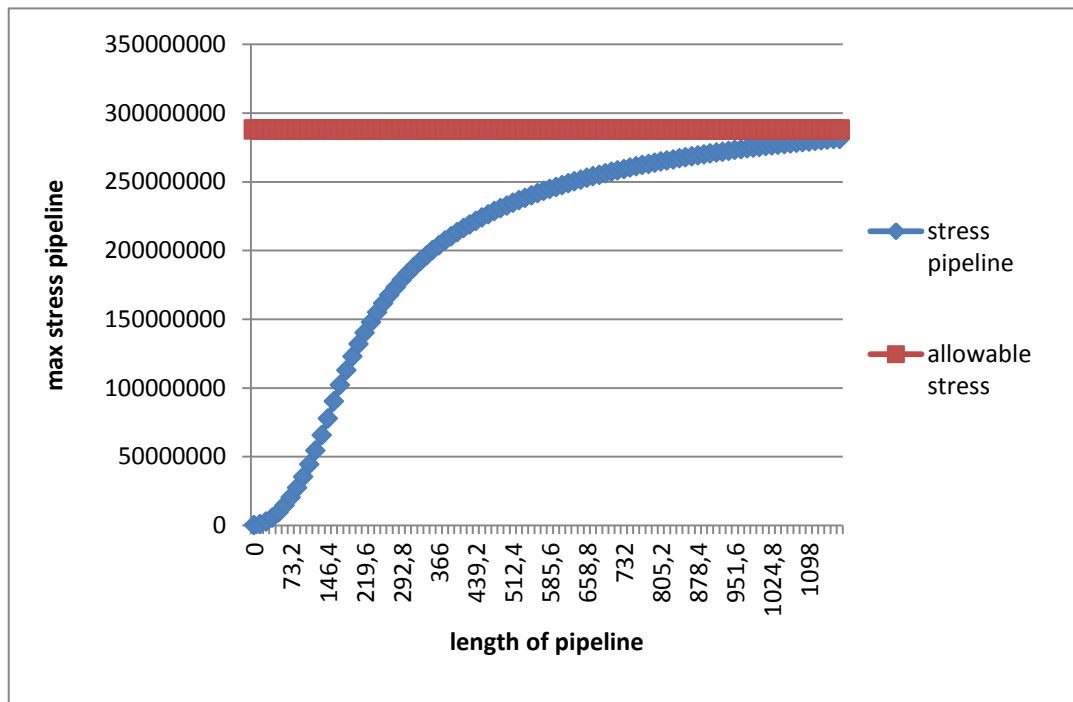
$$\sigma_{Logitudinal} \leq 288000000,0 \text{ N/m}^2$$

**Besar *Maximum Von Mises Stress* Yang dibutuhkan untuk
setiap *pulling* (penarikam tiap sambungan 12,2 m)**

L	M	σ aksial	σ bending	σ Logitudinal	Check	
m	N m	N/m ²	N/m ²	N/m ²	ASME B31.8	
0	0	214641	0	214641,0142	288000000	Ok
12,2	7279,695	429282	528938,4528	958220,4812	288000000	Ok
24,4	29118,78	643923	2115753,811	2759676,854	288000000	Ok
36,6	65517,25	858564,1	4760446,075	5619010,132	288000000	Ok
48,8	116475,1	1073205	8463015,244	9536220,315	288000000	Ok
61	181992,4	1287846	13223461,32	14511307,4	288000000	Ok
73,2	262069	1502487	19041784,3	20544271,4	288000000	Ok
85,4	356705	1505009	25917984,18	27422993,2	288000000	Ok
97,6	465900,5	1507458	33852060,98	35359519,17	288000000	Ok
109,8	589655,3	1504063	42844014,67	44348077,21	288000000	Ok
122	727969,5	1504563	52893845,28	54398408,71	288000000	Ok
134,2	880843,1	1505064	64001552,78	65506617,12	288000000	Ok
146,4	1048276	1505565	76167137,2	77672702,43	288000000	Ok
158,6	1223044	1506066	88865702,31	90371768,45	288000000	Ok
170,8	1384814	1506567	100619759,3	102126326,3	288000000	Ok
183	1533138	1507068	111396955,1	112904023	288000000	Ok
195,2	1669111	1507569	121276679,4	122784248,2	288000000	Ok
207,4	1793885	1508070	130342622,5	131850692,2	288000000	Ok
219,6	1908569	1508571	138675551,9	140184122,5	288000000	Ok
231,8	2014194	1509072	146350173,6	147859245,2	288000000	Ok
244	2111688	1509572	153434048,7	154943621,2	288000000	Ok
256,2	2201883	1510073	159987526,7	161497600	288000000	Ok
268,4	2285514	1510574	166064157	167574731,2	288000000	Ok
280,6	2363235	1511075	171711299,9	173222375	288000000	Ok
292,8	2435621	1511576	176970792,1	178482368,1	288000000	Ok
305	2503180	1512077	181879596,4	183391673,4	288000000	Ok
317,2	2566362	1512578	186470402,8	187982980,6	288000000	Ok
329,4	2625567	1513079	190772167	192285245,7	288000000	Ok
341,6	2681147	1513580	194810586,9	196324166,5	288000000	Ok
353,8	2733417	1514081	198608517,8	200122598,3	288000000	Ok
366	2782658	1514581	202186333,1	203700914,5	288000000	Ok
378,2	2829120	1515082	205562236,2	207077318,5	288000000	Ok
390,4	2873027	1515583	208752530,4	210268113,7	288000000	Ok

402,6	2914582	1516084	211771851,5	213287935,7	288000000	Ok
414,8	2953965	1516585	214633368,8	216149953,9	288000000	Ok
427	2991339	1517086	217348959,5	218866045,5	288000000	Ok
439,2	3026852	1517587	219929359,1	221446945,9	288000000	Ok
451,4	3060639	1518088	222384292,4	223902380,2	288000000	Ok
463,6	3092821	1518589	224722587,4	226241176	288000000	Ok
475,8	3123508	1519090	226952274,2	228471363,7	288000000	Ok
488	3152800	1519590	229080671,7	230600262,2	288000000	Ok
500,2	3180791	1520091	231114463,7	232634555	288000000	Ok
512,4	3207564	1520592	233059764,8	234580357,1	288000000	Ok
524,6	3233196	1521093	234922179,4	236443272,6	288000000	Ok
536,8	3257758	1521594	236706852,9	238228447	288000000	Ok
549	3281316	1522095	238418517,4	239940612,4	288000000	Ok
561,2	3303928	1522596	240061531,8	241584127,6	288000000	Ok
573,4	3325651	1523097	241639917,4	243163014,2	288000000	Ok
585,6	3346536	1523598	243157390,2	244680987,8	288000000	Ok
597,8	3366630	1524099	244617388,3	246141486,8	288000000	Ok
610	3385976	1524599	246023097,8	247547697,3	288000000	Ok
622,2	3404616	1525100	247377475,1	248902575,4	288000000	Ok
634,4	3422588	1525601	248683266,9	250208868,2	288000000	Ok
646,6	3439926	1526102	249943028,8	251469131	288000000	Ok
658,8	3456663	1526603	251159140,9	252685744	288000000	Ok
671	3472830	1527104	252333823,1	253860927,1	288000000	Ok
683,2	3488455	1527605	253469147,9	254996752,8	288000000	Ok
695,4	3503565	1528106	254567052,5	256095158,3	288000000	Ok
707,6	3518186	1528607	255629349,7	257157956,4	288000000	Ok
719,8	3532339	1529108	256657737,5	258186845,1	288000000	Ok
732	3546048	1529608	257653808	259183416,5	288000000	Ok
744,2	3559332	1530109	258619055,8	260149165,2	288000000	Ok
756,4	3572212	1530610	259554884,8	261085495,1	288000000	Ok
768,6	3584705	1531111	260462615,5	261993726,6	288000000	Ok
780,8	3596828	1531612	261343490,5	262875102,6	288000000	Ok
793	3608598	1532113	262198680,9	263730793,9	288000000	Ok
805,2	3620030	1532614	263029290,4	264561904,3	288000000	Ok
817,4	3631137	1533115	263836361	265369475,8	288000000	Ok
829,6	3641935	1533616	264620876,5	266154492,1	288000000	Ok
841,8	3652434	1534117	265383766,9	266917883,4	288000000	Ok
854	3662648	1534617	266125911,9	267660529,4	288000000	Ok
866,2	3672588	1535118	266848144,3	268383262,7	288000000	Ok
878,4	3682265	1535619	267551253	269086872,2	288000000	Ok
890,6	3691689	1536120	268235985,8	269772106	288000000	Ok

902,8	3700869	1536621	268903052,3	270439673,4	288000000	Ok
915	3709816	1537122	269553125,9	271090247,9	288000000	Ok
927,2	3718538	1537623	270186846,5	271724469,3	288000000	Ok
939,4	3727043	1538124	270804822,1	272342945,8	288000000	Ok
951,6	3735340	1538625	271407631,1	272946255,8	288000000	Ok
963,8	3743435	1539126	271995824,1	273534949,7	288000000	Ok
976	3751336	1539626	272569925,3	274109551,8	288000000	Ok
988,2	3759050	1540127	273130434,2	274670561,6	288000000	Ok
1000,4	3766584	1540628	273677826,9	275218455,2	288000000	Ok
1012,6	3773943	1541129	274212557,8	275753687	288000000	Ok
1024,8	3781134	1541630	274735060,4	276276690,5	288000000	Ok
1037	3788163	1542131	275245748,7	276787879,7	288000000	Ok
1049,2	3795034	1542632	275745018,4	277287650,3	288000000	Ok
1061,4	3801754	1543133	276233247,5	277776380,3	288000000	Ok
1073,6	3808326	1543634	276710797,7	278254431,4	288000000	Ok
1085,8	3814756	1544135	277178015,1	278722149,7	288000000	Ok
1098	3821049	1544635	277635231	279179866,5	288000000	Ok
1110,2	3827208	1545136	278082762,6	279627899	288000000	Ok
1122,4	3833239	1545637	278520914	280066551,3	288000000	Ok
1134,6	3839144	1546138	278949976,6	280496114,8	288000000	Ok
1146,8	3844928	1546639	279370230,1	280916869,2	288000000	Ok
1150	3846425	1547140	279479035,9	281026175,9	288000000	Ok



Dalam Graik tersebut terlihat bahwa ketika pipeline telah mencapai panjang maksimal dalam instalasi push pull yaitu 1150 m, tegangan yang terjadi masih di bawah allowable stressnya yaitu besar stress maksimalnya adalah 281026175,9 pascal sedangkan allowable stressnya adalah sebesar 2880000000 pascal. Sehingga berdasarkan hasil ini dapat disimpulkan bahwa selama proses instalasi ini pipelne bisa berjalan dengan aman dengan tegangan von mises maksimum pada pipeline sebesar 78% dari SMYS.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Melalui proses analisis dan pembahasan yang telah dilakukan dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut :

1. Beban yang diterima pipa pada saat instalasi *pipeline* dengan metode *push pull* ini diantaranya adalah gaya dari dalam pipa seperti gaya berat pipa sebesar 4562,813 N/m , berat pipa tercelup sebesar 1648,133 N/m, gaya apung pipa sebesar 2966,084 N/m . Selain gaya dari dalam pipa itu sendiri, juga terkena gaya dari luar yaitu gaya hidrodinamika sebesar 210,009 N/m , gaya apung akibat adanya penambahan *floater* sebesar 5532667,686 N, dan gaya tarik (*pulling force*) terbesar selama instalasi adalah 17,74 ton.

2. Pelampung (*floater*) dibutuhkan untuk menambah gaya apung agar pipa bisa terapung di permukaan air laut untuk mendukung proses *push pull* ini. Dengan menggunakan jenis pelampung drum dengan diameter dan panjang. Maka setiap linepipe membutuhkan 11 buah pelampung dengan jarak antar pelampung sebesar 0,188 m. sehingga total keseluruhan pelampung yang dibutuhkan adalah sebesar 1002 unit. Dengan susunan pelampung di atas pipa agar mengurangi gaya gesek antara pelampung dan *roller*.

3. Tegangan yang terjadi pada *pipeline* saat instalasi sangat dipengaruhi oleh gaya hidrodinamika, gaya tarik dan panjang *pipeline* yang terapung. Semakin tinggi panjang *pipeline* menyebabkan semakin tinggi pula tegangan yang terjadi. Dengan gaya hidrodinamika yang hanya mengenai 150 m panjang *pipeline* menghasilkan besar tegangan sebesar 281,026 MPa atau 78 % dari SMYS. Karena masih dalam batas *allowable stress* (<80%) maka tidak dilakukan tindakan pengurangan *stress* pada *pipeline* selama instalasi.

5.2 Saran

1. Perlu pembahasan mengenai jenis dan kekuatan *winch* yang dibutuhkan dalam instalasi ini.
2. Perlu adanya analisis dari segi ekonomi untuk kegiatan instalasi dengan metode *push pull* ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Abidin,Zaenal.2008.*Analisis On- Bottom Stability dan Instalasi Pipa Bawah Laut DI Daerah Shore Approach*.Institut Teknologi Bandung.Bandung.
- Ardiansyah,Rizal.2015.*Analisis Tegangan Pipa saat Towing pada proses Instalasi dengan Metode Surface Tow*. Institut Teknologi Sepuluh Nopember . Surabaya.
- API5L.2004.*Spesification of Line Pipe*.AmericanPetroleum Institute.Washington D.C.
- ASME B31.8.2010. *Gas Transmission and Distribution Piping System*. The American Society of Mechanical Engineers.New York.
- Bai, Yong. 2001. *Pipeline and Riser*. Elsevier Ocean Engineering book Series. USA.
- Bai Y, Bai Q. 2014. *Subsea Pipeline Design Analysis, and Installation*. Elsevier Science Ltd : United States.
- Braskoro, S; Dronkers T; Van Driel, M.2004.*From Shallow to deep Implication for Offshore Pipeline Design*.Journal of The Indonesian Oil and Gas Community : Komunitas Migas Indonesia.
- Chakrabarti, S.K. 1987. *Hydrodynamics of Offshore Structure*.Computational Mechanics Publ,Berlin.
- DNV–OS–F101.2013.*Submarine Pipeline System*.Det Norske Veritas,Norway
- DNV-RP-C205.2010.*Environtmental Condition and Environmental Loads*.Det Norske Veritas,Norway
- DNV–RP–F103.2010.*Cathodic Protection of Submarine Pipelines by Galanic Anodes*.Det Norske Veritas,Norway
- DNV–RP–F109.2010.*On bottom Stability Design Of Submarine Pipeline*.Det Norske Veritas,Norway
- Fernandes,M.L.1981. *Tow Techniques for Marine Pipeline Installation*.Delf University Of Technlogy.Delf.
- Google Maps.2016.Google Maps.(Online).www.google.co.id/maps.(Diakses 16 Februari 2016)

- Guo, Boyun et al. 2014. *Offshore Pipelines : Design, Installation, and Maintenance* Elsevier Ocean Engineering Series. USA
- Mouselli,AH.1981. *Offshore Pipeline Design, Analysis, and Methods*. Pennwell Books,Oklahoma
- Halliwell, A.R. 1986. *An Introduction to Offshore Pipelines*. University College Cork.
- Hsu, T.H.1984.Applied Offshore Structural Engineering.Gulf Publishing Company.Houston.
- IACS.2014.*Requirements concerning mooring, Anchoring and Towing*. International Association of Classification Societies.London.
- Ikhwan, Hasan.2003.Diktat Kuliah Perancangan Pipa Bawah Laut.Teknik Kelautan ITS.Surabaya.
- Makisang,David.2007.Analisa Hidrodinamik *Pipeline* Selama Instalasi Dengan Metode *Tow Surface*.Institut Teknologi Sepuluh Nopember.Surabaya.
- Popov,E.P.1996. *Mechanics of Materials*. Prentice-Hall, Inc. New Jersey
- PT DMB. 2015. *Pipeline System Installation Design Basis*. Jakarta
- Sarpkaya, T. & Isaacson M. 1981. *Mechanics of Wave Forces on Offshore Structures*, Van Nostrand Reinhold, New York.
- Silalahi,Ibrando H .2010. *Analisis of a New Installation of Submarine Oil Pipeline* Owned By PT.Pertamina Semarang, Tugas Akhir, Jurusan Teknik Kelautan-FTK, Institut Teknologi Sepuluh Nopember ,Surabaya.
- Soegiono.2007. Pipa Laut.Surabaya : Airlangga University Press.
- Soegiono.2004.Teknologi Produksi dan Perawatan Bangunan Laut. Airlangga University Press. Surabaya
- Stewart-Fraser.1966.*Experimental measurement of stresses while Laying pipe offshore-6-PET-24*, Petroleum Mechanical Engineering Conference,New Orleans.
- Subhan,M.F.F.2014.Analisa *shore pull* pada GG *New Field Development* Milik PT.Pertamina Hulu Energi Offshore North West Java.Institut Teknologi Sepuluh Nopember.Surabaya.
- Triatmodjo,B.(1999). Teknik Pantai.Beta Offset,Yogyakarta.

BIODATA PENULIS



Muhammad Fathurozi. Lahir di Lumajang pada tanggal 05 mei 1994. Merupakan anak ke enam dari enam bersaudara dari pasangan Bapak Zainuddin dan Ibu Tamami Hidayah. Memulai pendidikan formalnya di MI Salafiyah Tumpeng pada tahun 2000, kemudian melanjutkan pendidikan di SMP N 1 Tempeh Lumajang pada tahun 2006, SMA N Tempeh Lumajang pada tahun 2009, dan melanjutkan ke jenjang s1 di Jurusan Teknik Kelautan , Fakultas Teknologi Kelautan,

Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya setelah dinyatakan lulus melalui Seleksi Nasional Masuk Perguruan Tinggi Negeri (SNMPTN) Tulis pada tahun 2012. Selama perkuliahan penulis menekuni salah satu bidang keahlian di Jurusan Teknik Kelautan yaitu Bidang Keahlian Perancangan dan Produksi Bangunan Lepas Pantai. Selama di bangku kuliah penulis aktif di berbagai kegiatan kampus baik sebagai peserta maupun panitia. Penulis juga aktif di berbagai organisasi kegiatan kemahasiswaan baik intra maupun ekstra kampus. Penulis pernah mengikuti Pra LKMM TD dan LKMM TD. Penulis juga aktif di Badan Eksekutif Mahasiswa (BEM) ITS periode 2013/2014 sebagai staff Kementerian Kesejahteraan Mahasiswa dan Juga aktif di Himpunan Mahasiswa Teknik Kelautan (HIMATEKLA) periode 2013/2014 dan Periode 2014/2015. Penulis juga mempunyai pengalaman *on job training* di PT. Kaltim Prima Coal (KPC) Kalimantan Timur dalam *project* yang bernama *EPCIC of Mooring System and 3 km Subsea and Onshore Pipeline* .

Muhammad Fathurozi

Jurusan Teknik Kelautan, FTK, ITS

Phone: 085746321756

muhammadfathurozi@gmail.com